

UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO  
INSTITUTO DE ECONOMIA  
MONOGRAFIA DE BACHARELADO

# **REGULAÇÃO DO SETOR DE DISTRIBUIÇÃO DE GÁS NATURAL NO BRASIL**

**Estudo de Caso da Companhia de Gás de São Paulo –  
Comgás**

MARIA SANTOS DE BUSTAMANTE SÁ  
matrícula nº: 108019591

ORIENTADOR: Prof. Edmar Luiz Fagundes de Almeida

JULHO 2013

UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO  
INSTITUTO DE ECONOMIA  
MONOGRAFIA DE BACHARELADO

# **REGULAÇÃO DO SETOR DE DISTRIBUIÇÃO DE GÁS NATURAL NO BRASIL**

**Estudo de Caso da Companhia de Gás de São Paulo –  
Comgás**

---

MARIA SANTOS DE BUSTAMANTE SÁ  
matrícula n°: 108019591

ORIENTADOR: Prof. Edmar Luiz Fagundes de Almeida

JULHO 2013

**As opiniões expressas neste trabalho são da exclusiva responsabilidade da autora.**

Dedico esta dissertação a minha mãe, a minha irmã, Amanda, e ao meu namorado, Thiago, que me ajudaram e apoiaram em todos os momentos desta longa jornada. E a minha irmã Valentina, que com a sua chegada me fez amar ainda mais a vida.

## **AGRADECIMENTOS**

Agradeço à minha família que me apoiou a seguir esse caminho, me oferecendo sempre todo o suporte necessário;

Quero agradecer também às amigas Caroline Ribeiro, Renata Duarte e Stephanie Wauters, pela amizade ao longo de todo o curso, inclusive no intercâmbio à Espanha.

Ao Instituto de Economia da UFRJ e aos professores, agradeço pelo curso de excelência;

Ao Professor Edmar Luiz Fagundes de Almeida, agradeço pela excelente orientação e apoio para a conclusão deste trabalho.

## **RESUMO**

No Brasil, um dos maiores entraves para o aumento do consumo de gás natural e expansão de sua indústria é o alto preço do insumo, considerado um dos mais caros do mundo.

Nesse contexto, o trabalho buscou analisar a política de precificação do gás natural e o marco regulatório do setor no Brasil, pela ótica da competitividade do insumo frente às demais fontes energéticas. O setor de distribuição e o segmento de consumo industrial foram enfatizados por meio do estudo de caso da Companhia de Gás de São Paulo.

A análise mostrou que a metodologia Net Back Value é a mais adequada para a política de formação de preços do gás no país e que não houve ainda uma política claramente focada no estímulo a expansão do mercado gasífero.

O estudo ainda revelou que de acordo com o estudo de caso da Comgás, existe margem para uma regulação tarifária que promova maior competitividade do gás.

## ÍNDICE

### INTRODUÇÃO

CAPÍTULO I - O PROCESSO DE FORMAÇÃO DE PREÇOS DE GÁS NATURAL NO BRASIL.....	12
I.1 CUSTOS NA CADEIA DO GÁS NATURAL.....	12
I.1.1 CUSTOS NO UPSTREAM.....	12
I.1.2 CUSTOS NO DOWNSTREAM.....	15
I.2 METODOLOGIAS DE FORMAÇÃO DE PREÇOS DO GÁS NATURAL.....	22
I.2.1 METODOLOGIA ‘ <i>COST PLUS</i> ’.....	23
I.2.2 METODOLOGIA ‘ <i>NETBACK</i> ’.....	24
I.3 PRECIFICAÇÃO EM DIFERENTES ESTRUTURAS DE MERCADO.....	26
I.3.1 MONOPÓLIOS REGULADOS.....	26
I.3.2 MERCADOS COMPETITIVOS.....	28
I.4 HISTÓRICO DE PRECIFICAÇÃO DE GÁS NATURAL NO BRASIL.....	29
I.4.1 PREÇO MÁXIMO DO GÁS NACIONAL.....	30
I.4.2 PREÇO DO GÁS IMPORTADO.....	34
I.4.3 PREÇO DO GÁS DESTINADO AS TERMELÉTRICAS.....	36
CAPÍTULO II - POLÍTICAS TARIFÁRIAS E REGULAÇÃO DO SETOR DE DISTRIBUIÇÃO DE GÁS NATURAL.....	42
II.1 POLÍTICAS TARIFÁRIAS DAS DISTRIBUIDORAS DE GÁS NATURAL.....	42
II.2 MARCO REGULATÓRIO DA INDÚSTRIA DE GÁS NATURAL BRASILEIRA.....	45

II.3 REGULAÇÃO DA ATIVIDADE DE DISTRIBUIÇÃO DE GÁS NATURAL.....	48
II.4 ASPECTOS RELEVANTES DO CONTRATO DE CONCESSÃO DA COMPANHIA DE GÁS DE SÃO PAULO – COMGÁS.....	55
CAPÍTULO III - MODELO MATEMÁTICO DE ESTIMAÇÃO DO DESCONTO TARIFÁRIO PRATICADO PELA COMGÁS AO SETOR INDUSTRIAL E AVALIAÇÃO ECONÔMICO-FINANCEIRA DA DISTRIBUIDORA.....	60
III.1 PERFIL DA COMPANHIA DE GÁS DE SÃO PAULO – COMGÁS.....	60
III.2 MODELO MATEMÁTICO DE ESTIMAÇÃO DO DESCONTO PRATICADO PELA COMGÁS AO SETOR INDUSTRIAL.....	60
III.2.1 METODOLOGIA.....	61
III.2.2 CÁLCULO DA RECEITA.....	63
III.2.3 RESULTADOS.....	64
III.3 RESULTADOS ECONÔMICO-FINANCEIROS DA COMGÁS NOS ÚLTIMOS CINCO ANOS.....	64
III.4 RENTABILIDADE DA COMGÁS NOS ÚLTIMOS CINCO ANOS.....	68
III.5 RENTABILIDADES COMPARADAS DE EMPRESAS SIMILARES.....	71
CONCLUSÃO.....	75
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	78



## ÍNDICES DE FIGURAS, GRÁFICOS E TABELAS

Figura 1- Gasodutos em Operação até Junho de 2011 no Brasil.....	18
Figura 2- Cadeia Produtiva de GNL.....	20
Figura 3- NetBack Value.....	29
Figura 4- Comercialização de Gás Natural no Período de Exclusividade da Concessionária e Após a Liberalização a Alguns Consumidores.....	57
Gráfico 1- Histórico de Preços Finais no City Gate para o Gás Natural Nacional.....	33
Gráfico 2- Histórico de Importação de Gás Natural no Brasil.....	34
Gráfico 3- Dispêndio com importação e valores médios do gás natural importado.....	36
Gráfico 4- Histórico de Preços Finais no City Gate para o Gás Natural Destinado ao PPT.....	38
Gráfico 5- Histórico de Preços Finais no City Gate.....	39
Gráfico 6- Evolução das Vendas de Gás Natural da Comgás por Tipo de Usuário (2008-2012).....	65
Gráfico 7. Receita Líquida da Comgás nos Últimos Cinco Anos.....	66
Gráfico 8- Lucro Bruto, Lucro Operacional e Lucro Líquido da Comgás nos Últimos Cinco Anos.....	67
Gráfico 9. Total de Vendas e Lucro Líquidos da Comgás nos Últimos Cinco Anos.....	69
Gráfico 10. Margem Líquida da Comgás nos Últimos Cinco Anos.....	69
Gráfico 11. Rentabilidade do Ativo da Comgás nos Últimos Cinco Anos.....	70
Gráfico 12. Vendas Líquidas das Quatro Distribuidoras nos Últimos Cinco Anos.....	71
Gráfico 13. Margens Líquidas das Quatro Distribuidoras nos Últimos Cinco Anos.....	72
Gráfico 14. Rentabilidades dos Ativos das Quatro Distribuidoras nos Últimos Cinco Anos...	74
Tabela 1- Custos Prováveis para planta de GNL com capacidade de 7 milhões de toneladas por ano (mtpa).....	20
Tabela 2- Metodologias de Precificação do Gás.....	32
Tabela 3- Variações entre os Valores Estimados para a Parcela de Transporte e a Parcela Fixa.....	33
Tabela 4- Preço do Gás Natural para as Distribuidoras – Novembro/2012.....	40
Tabela 5- Margens de Distribuição Inclusas nas Tarifas de Gás Natural Industrial por Estado.....	43

Tabela 6- Alterações na Cadeia do Gás Natural com a Promulgação da Lei do Gás.....	47
Tabela 7- Distribuidoras de Gás Natural do Brasil.....	49
Tabela 8- Agências Reguladoras Estaduais.....	51
Tabela 9. Tarifas-Teto Comgás Deliberadas pela ARSESP – Segmento Industrial / 2012 / Com ICMS.....	61
Tabela 10. Configuração do Segmento Industrial da Comgás.....	62
Tabela 11. Volume Médio Mensal Consumido por Classe e Número de Clientes em Cada Classe, Estimados pelo Modelo.....	63
Tabela 12: Cálculo da Receita Bruta Anual da Comgás Sem o Desconto Referente ao Segmento Industrial.....	64
Tabela 13. Evolução das Vendas de Gás Natural por Tipo de Usuário (2008-2012).....	65
Tabela 14. Número de Clientes da Comgás nos Últimos Cinco Anos.....	66

## INTRODUÇÃO

Desde a década de 1970, a parcela do gás natural na matriz energética do mundo tem crescido cada vez mais. As crises do petróleo, ocorridas em 1973 e 1979, e em decorrência o grande aumento no preço deste importante recurso, estimularam os investimentos na cadeia de gás natural. Em 2011 este insumo alcançou o patamar de 24% do total da matriz energética mundial, segundo informações do *BP Statistical Review of World Energy 2012*.

No Brasil, a indústria do gás natural (IGN) é relativamente nova se comparada aos outros países produtores. Sua evolução se deu a partir de 1999 quando foi iniciada a operação do Gasoduto Bolívia-Brasil, que atualmente transporta, por dia, cerca de 30 milhões de metros cúbicos de gás natural importados da Bolívia. Apesar do pouco tempo de desenvolvimento da IGN e do respectivo mercado, sua participação na matriz energética brasileira cresceu expressivamente, passando de 1% em 1980 para 11% em 2012 (site Mais Gás Brasil). Apesar da reconhecida importância que tem hoje no país, a IGN ainda não possui políticas de incentivo ao seu desenvolvimento.

Atualmente, um dos maiores entraves para o crescimento do consumo do gás natural na matriz de energia brasileira é o alto preço cobrado pelo insumo, considerado um dos mais caros do mundo. No Brasil, o debate sobre a precificação do gás envolve em grande parte as empresas concessionárias distribuidoras de gás natural canalizado, que são responsáveis pela definição do preço ao consumidor final.

Com base nos níveis de rentabilidade garantida pelos contratos de concessão das distribuidoras, que variam de 12% a 20%, especialistas do setor afirmam que estas empresas lucram com alta margem sobre o preço que repassam ao consumidor final. Entretanto, sabe-se que no intuito de ganhar a disputa com os concorrentes elas aplicam descontos sobre as tarifas, especialmente àquelas cobradas ao setor industrial.

A prática de margens acima das consideradas normais pode ser um importante fator de prejuízo para a indústria de gás natural do Brasil, dado que o gás natural não possui um mercado cativo e o alto nível dos preços faz com que o mercado consumidor de gás opte por outros combustíveis substitutos como o óleo diesel, o carvão, a nafta, entre outros.

Nesse contexto, o presente trabalho tem como principais objetivos:

1. Analisar a política de precificação do gás natural no Brasil;
2. Conhecer detalhadamente o marco regulatório do gás natural no âmbito nacional e estadual (SP), com ênfase no segmento de distribuição;
3. Estudar especificamente o caso da Companhia de Gás de São Paulo - Comgás
  - 3.1 Desenvolver uma metodologia para estimar o valor médio dos descontos concedidos pela distribuidora aos clientes do segmento industrial
  - 3.2 Analisar o impacto da prática de grandes descontos ao segmento industrial no desempenho econômico-financeiro da Companhia
  - 3.3 Avaliar o nível de rentabilidade da Comgás em relação às empresas similares do mercado brasileiro e internacional.

## **CAPÍTULO I. O PROCESSO DE FORMAÇÃO DE PREÇOS DE GÁS NATURAL NO BRASIL**

O presente capítulo pretende analisar como são formados os preços do gás natural canalizado vendido no Brasil. Para tal, o primeiro capítulo começará expondo os custos que fazem parte de toda a indústria do gás natural, desde a extração do poço até a comercialização do gás canalizado. Em seguida, serão apresentadas as principais metodologias que estão por trás do cálculo do preço final do gás natural. Na seção seguinte, haverá uma análise sobre a utilização das metodologias de formação dos preços de gás de acordo com diferentes estruturas de mercado. E por último, será apresentado o histórico de preços do gás natural no Brasil.

### **I. 1 Custos na Cadeia de Gás Natural**

A cadeia produtiva do gás natural envolve diversas etapas interligadas, por isso, normalmente dividem-se as atividades da IGN em dois principais segmentos, são eles: *upstream* e *downstream*. A nomenclatura *upstream* se refere às etapas iniciais da cadeia do gás, são elas, a etapa de procura de reservatórios que contenham acumulações de hidrocarbonetos; a extração nos poços; e a produção.

O segmento *downstream* se caracteriza pelas atividades de processamento do gás, que refina a molécula de gás deixando-a com a qualidade necessária para sua comercialização; o transporte por dutos e; a distribuição até os consumidores finais. Dessa forma, faz sentido analisar os custos da IGN seguindo esse mesmo critério de divisão dos segmentos (PINTO JR. et al., 2007).

#### **I.1.1 Custos no *Upstream***

A primeira etapa do segmento *Upstream* é a exploração, que se inicia a partir de estudos geofísicos e geológicos das áreas com potencial para produção de combustíveis fósseis, onde o gás natural pode ser encontrado associado ou não ao petróleo. Para comprovar

o acúmulo de hidrocarbonetos nas reservas é preciso perfurar poços exploratórios, que são classificados pela chance de sucesso e também pela viabilidade econômica da exploração.

Após a confirmação da existência de gás natural associado ao petróleo ou desassociado, é que serão feitos mais estudos para analisar se o volume é comercializável e se os altos custos de exploração e produção serão devidamente remunerados pela comercialização do combustível (LAUREANO, 2005).

Na maioria dos casos, as atividades de exploração são realizadas por empresas petrolíferas, já que os combustíveis são muito parecidos e, portanto, utilizam tecnologias similares. Caso o gás esteja associado ao petróleo, a empresa pode decidir diversificar suas atividades, aproveitando economias de escopo<sup>1</sup> e escala<sup>2</sup> na produção conjunta de petróleo e gás natural. Após a confirmação da viabilidade técnica e econômica dos poços, inicia-se a produção do gás.

Contudo, é necessário salientar que as etapas de pesquisa, prospecção e avaliação de reservas demandam grande volume de capital, e como não tem garantia de viabilidade comercial são consideradas atividades de alto risco e incertezas. Além disso, essas atividades demandam ativos especializados, próprios para o setor de óleo e gás, e por isso, requerem altos investimentos para a montagem de toda infraestrutura necessária (LAUREANO, 2005).

Para as empresas petroleiras, o custo de produção do gás natural associado ao petróleo quando comparado ao custo de processamento e escoamento da produção não é tão grande, já que boa parcela do volume de capital necessário será recompensada pela venda do petróleo, que possui maior valor de mercado. Portanto, os custos do segmento *upstream* do gás associado são compartilhados com a indústria de petróleo. Dessa forma, o custo final do gás natural se estiver associado ao petróleo, situação mais comum, contemplará em sua maioria os gastos com o beneficiamento e transporte até os consumidores finais.

---

<sup>1</sup> Economias de escopo acontecem quando o custo de se produzir dois produtos conjuntamente é menor do que o custo de produzi-los separadamente, ou seja, a diversificação de produtos permite diminuir os custos médios de produção. Formalmente:  $C(q_a, q_b) < C(q_a, 0) + C(0, q_b)$  (HASENCLEVER e KUPFER, 2002).

<sup>2</sup> Se o custo médio de longo prazo (CMELP) de produção de uma empresa se reduz quando a produção aumenta, então a empresa possui economias de escala. Formalizando, se  $f(tK, tL) > tf(K, L)$  então: os retornos de escala são crescentes, portanto há economias de escala (HASENCLEVER e KUPFER, 2002).

Analogamente ao afirmado acima, o custo de se produzir o gás natural que não está associado ao petróleo será composto em grande parte pelos altos custos de pesquisa e desenvolvimento destinados a exploração e produção apenas do gás. Considerando que o gás natural possui menor valor agregado que o petróleo, a produção do gás não associado só ocorrerá de fato se o volume de gás a ser comercializado conseguir compensar os investimentos da etapa de E&P.

Na medida em que as empresas petroleiras decidam explorar as reservas que contêm petróleo e gás natural, é preciso extrair obrigatoriamente o gás. Neste caso, elas têm a opção de reinjetar o gás no poço, que incorre em custos não desejados, ou de queimá-lo nas plataformas de produção. Porém, as leis ambientais atuais, aplicadas ao setor de óleo e gás, estão cada vez mais rigorosas e a queima de gás nos *flares* das plataformas pode resultar em multas altíssimas. Diante deste dilema, o produtor de petróleo acaba preferindo produzir conjuntamente o gás associado, mesmo que tenha certo prejuízo, do que pagar multas pela queima do gás (FILGUEIRAS, 2009).

Outra questão relevante para a produção do gás natural, é que o produtor depende de toda infraestrutura de escoamento do volume de gás, ou seja, não adiantaria investir grande quantidade de capital, e depois não ter como comercializar o produto. Para solucionar essa questão de interdependência e diminuir os custos de transação, muitas empresas acabam verticalizando as atividades da cadeia do gás natural.

Como afirmam Pinto Jr. et al. (2007), a aferição de renda pura (renda mineral) na indústria de gás natural torna possível a prática de subsídios cruzados<sup>3</sup> entre as atividades de produção, transporte e distribuição. Essa capacidade de geração e apropriação de rendas econômicas<sup>4</sup> aliada às características de monopólios naturais encontradas na IGN explicam em grande parte a necessidade de regulação destas atividades. Por isso, as atividades de exploração e produção do gás natural são reguladas no mundo inteiro e os governos podem decidir explorar através de empresas públicas ou conceder licenças às empresas privadas.

---

<sup>3</sup> Subsídios cruzados ocorrem quando a discriminação dos preços possibilita que consumidores com maior disposição a pagar por determinado serviço subsidiem o preço menor oferecido aos consumidores com menor disposição a pagar (FILGUEIRAS, 2009).

<sup>4</sup> A renda econômica é a parcela do preço que ultrapassa o custo de produção do produto. O gás natural e o petróleo, combustíveis fósseis, são vendidos por um valor maior do que seus custos de produção devido à limitação da oferta (VARIAN, 2006).

### **I.1.2 Custos no *Downstream***

As atividades de *Downstream* contemplam: o processamento do gás; o transporte; e a distribuição, até os consumidores finais. Estas etapas se referem basicamente à parte logística da IGN, que são tão relevantes quanto a E&P.

O processamento de gás natural ocorre nas chamadas Unidades de Processamento de Gás Natural (UPGN). Através de gasodutos de recolhimento, o gás é transportado dos poços de produção até as UPGNs onde é separado de suas parcelas mais pesadas, propano e butano+ que servirão para produzir gás liquefeito de petróleo e gasolina. O gás seco, como é chamado após a separação, é composto em sua maioria pelo gás metano ( $\text{CH}_4$ ) e está pronto para ser transportado e distribuído à população.

Os sistemas de transporte e distribuição são segmentos de extrema importância na IGN por serem altamente custosos para a formação do preço final do gás natural. Diferentemente do petróleo que é retirado no estado líquido, o gás no estado gasoso ocupa um espaço muito maior e por isso necessita de grandes redes de infraestrutura para ser escoado. “Os custos desta infraestrutura podem atingir de 50% a 70% dos custos totais do GN para o consumidor” (PINTO JR. et al., 2007, pág. 236).

Por conta de sua complexidade, na medida em que precisa ligar as UPGNs às redes de distribuição dos diversos estados, e da necessidade de reduzir os custos do downstream, o transporte de gás natural vem recorrendo a outras modalidades diferentes da forma convencional de transporte por dutos (i). As inovações tecnológicas na IGN é que possibilitaram as novas formas de transporte.

O gás também pode ser transportado em cilindros de alta pressão, o chamado GNC, gás natural comprimido (ii) ou em estado líquido (iii), GNL, por navios, barcas e caminhões. Para ser transformado em GNL, processo de liquefação, o gás é submetido à temperatura de  $-160^{\circ}\text{C}$  e pressão próxima a pressão atmosférica. Cada tipo de transporte gera formas distintas de integração espacial e conseqüentemente, nichos próprios de mercado, que variam de acordo com a distância a ser percorrida por terra ou mar e o volume de gás a ser entregue (PINTO JR. et al, 2007).

*(i) Transporte de Gás Natural por Gasodutos*



O transporte via gasodutos, mais comum no Brasil, apresenta certas características de indústrias de rede, um caso especial de monopólio natural. Nas indústrias de redes, os agentes econômicos estão interligados através de atividades correlacionadas e concentrados do ponto de vista espacial. A principal característica da indústria de rede é o alto nível de interdependência e interconexão entre os agentes da cadeia produtiva.

Além disso, as indústrias de rede normalmente estão associadas a setores de infraestrutura. Neste caso, tamanha é a conexão que a *performance* dos agentes influencia diretamente no desempenho dos demais. Kupfer e Hasenclever (2002) destacam as principais características das indústrias de redes, que podem ser observadas claramente na indústria do gás natural:

- Presença de um grau elevado de compatibilidade e complementaridade técnica entre os agentes e as atividades por eles realizadas.
- Existência de um grau elevado de integração de atividades produtivas ao nível da rede, devido à presença de externalidades técnicas, pecuniárias e de demanda.
- Geração de externalidades tecnológicas e outros tipos de ganhos relacionados ao progresso técnico, devido à variedade de empresas inseridas nesses arranjos e à complementaridade entre as respectivas competências.
- Consolidação de uma infraestrutura particular que conforma tais sistemas, a qual implica certo grau de irreversibilidade quanto a investimentos realizados por agentes que a eles se integram.

Nesse contexto, o sistema de transporte por meio de gasodutos apresenta três particularidades encontradas em indústrias de rede, a saber, custos de investimentos elevados; baixa flexibilidade; e grandes economias de escala.

Primeiramente, a construção de um gasoduto demanda um volume consideravelmente grande de capital a ser investido. Os custos de construção irão variar conforme a extensão do duto projetado, as condições gerais do terreno em que se dará a construção e o volume que se pretende transportar. Os itens mais custosos dos projetos de gasodutos são: material (tubos), aporte para desapropriar áreas por onde o duto passará (faixa de servidão) e o custo de montagem (mão-de-obra especializada). Estes dois últimos itens representam de 50% a 60%

dos custos totais de construção e variam de acordo com a distância do gasoduto, e não com o volume a ser transportado. Encontrasse aí a origem de economias de escala a serem ganhas pelas transportadoras de gás, isto é, a possibilidade de reduzir custos médios do serviço e maximizar o volume a ser transportado (PINTO JR. et al., 2007).

Quanto ao custo de operação e manutenção da infraestrutura de gasodutos, estima-se que este represente anualmente 2% do valor utilizado para a construção. Enquanto que, os custos de compressão relacionados ao consumo de combustível do sistema, equivalem a aproximadamente 0,3% do total de gás transportado. Portanto, os custos iniciais de investimento de um projeto de gasoduto são muito mais significativos do que os custos posteriores de manutenção e operação da malha (PINTO JR. et al., 2007).

Outra questão relevante levantada por Pinto Jr. et al. (2007), é o *trade-off* econômico que existe ao optar por aumentar o diâmetro do gasoduto versus colocar mais compressores para expandir a capacidade de transporte do duto. Ao mesmo tempo em que o custo de capital dos projetos é menor para construção e montagem de dutos com diâmetros menores, os custos operacionais referentes ao sistema de compressão serão maiores, para sustentar o mesmo volume a ser transportado. No entanto, o incremento de capacidade possibilitado pelo aumento do diâmetro diminui o custo médio do capital trazendo a vantagem de economias de escala, enquanto que a expansão de capacidade por meio da instalação de compressores não reduz consideravelmente o custo médio de capital.

Dessa forma, fica evidente que no transporte de gás natural, via gasodutos, “... reduzir os custos de transporte do gás significa, por um lado, reduzir os custos de investimento, por outro, explorar ao máximo as possibilidades de economias de escala” (PINTO JR. et al., 2007, pág. 238).

A baixa flexibilidade do transporte por gasodutos é outra característica que influencia os custos de transporte. De acordo com diferentes perfis de consumo, os clientes podem estar localizados distantes uns dos outros, o que torna o serviço de transporte mais custoso diante de certa rigidez do sistema no sentido espacial. Entretanto, o transporte de gás por gasodutos ainda é o mais usual no Brasil.

#### **Figura 1- Gasodutos em Operação até Junho de 2011 no Brasil**



Fonte: GasNet

## (ii) Transporte de Gás Natural Liquefeito (GNL)

Nos últimos cinco anos a IGN brasileira passou por desafios para conseguir acompanhar a demanda crescente por gás no país, levando em conta certa escassez de oferta, seja pela rede ainda incipiente de gasodutos, pela insegurança de suprimento pelo gás boliviano, entre outros fatores. No contexto de ter de suprir esta demanda doméstica por gás natural, que cresceu graças a políticas de incentivo ao uso do gás, veio a necessidade de se optar pela importação de GNL.

O GNL é considerado uma alternativa ao transporte por dutos principalmente em tais condições: (i) há insegurança quanto à entrega de gás no volume negociado com o país exportador; (b) a malha de dutos de transporte ainda é incipiente ou inexistente; (c) os dutos já estão operando em máxima capacidade; e/ou (d) a demanda total de gás natural de um país é

atendida por mais de uma fonte exportadora, por vezes com a utilização de diferentes modais de transporte (Séries temáticas ANP, N° 4, 2010).

A vantagem do GNL em relação ao transporte da molécula é que como ele é transformado em líquido, o volume a ser ocupado é 600 vezes menor que no estado gasoso. Entretanto, a cadeia de valor do GNL é um pouco mais extensa devido à necessidade de liquefação e, posterior regaseificação.

Da planta de processamento do gás, dutos terão que transportar o combustível até as plantas de liquefação, que nem sempre estão localizadas perto das UPGNs, sendo este um fator a mais a influenciar os custos desta modalidade de transporte. As etapas subsequentes são: liquefação; transporte; armazenamento; regaseificação; e distribuição ao mercado consumidor.

**Figura 2- Cadeia Produtiva de GNL**



Fonte: GasNet ([www.gasnet.com.br](http://www.gasnet.com.br))

Nos projetos de GNL cerca de 50% dos custos totais de investimento se referem à construção da planta de liquefação. Já o transporte representa 30% dos custos totais. Assim como na IGN, os custos fixos equivalem a maior parte do montante total dos investimentos, fato que chama a atenção para a possibilidade de economias de escala em todas as etapas da cadeia (PINTO JR. et al., 2007).

Apesar de variarem muito os custos de um projeto de GNL, em 2006 a Gasnet publicou como exemplo uma estimativa de custos de implantação de uma planta com capacidade de 7 MTPA (milhões de toneladas por ano). O aporte total seria de 5,82 bilhões de dólares, salientando que para conseguir financiamentos para tal, seria preciso firmar contratos de longo prazo, dado que o prazo de maturação de projetos de GNL é de aproximadamente dez anos.

Na tabela 1, é possível analisar o grande volume de investimento na cadeia de GNL e as participações de cada etapa nos custos totais, de acordo com o exemplo supracitado:

**Tabela 1- Custos Prováveis para planta de GNL com capacidade de 7 milhões de toneladas por ano (mtpa)**

Custos prováveis para planta de GNL de 7 mtpa (Em US\$ bi)		Participação no Custo Total (%)
Reservatórios de Gás	1,50	25,77%
Unidade de Liquefação	1,92	32,99%
Navios (8)	1,40	24,05%
Terminal de Regaseificação	1,00	17,18%
Total	5,82	100,00%

Fonte: Elaboração própria a partir de GasNet (2006).

Como se pode constatar, a liquefação, o transporte e a regaseificação são etapas que exigem grandes investimentos. Além disso, em todo o processo há uma perda de gás entre 10% a 15%, enquanto que no transporte via gasodutos a perda é de 1% a 2%. Por isso, a escolha pelo GNL se restringe aos casos em que o gasoduto não tenha viabilidade técnica ou econômica (Site GasNet, 2006).

De acordo com Pinto Jr. et al. (2007), ao longo do tempo as inovações tecnológicas e os esforços para diminuir os custos de transporte fizeram com que os custos de gasodutos caíssem em até 60% , mas o mesmo não ocorreu na cadeia de GNL, que só conseguiu a redução de 30%. Dessa forma, os gasodutos se tornam mais competitivos que o GNL em distâncias superiores a 5.000 km.

Com o objetivo de tornar o GNL mais competitivo que os gasodutos, de distâncias cada vez maiores, os agentes da cadeia iniciaram uma busca por novas alternativas. Atualmente, esse esforço foi aplicado na construção de plantas de liquefação e estocagem

flutuantes. Essas estruturas são menores, com custos menores, podem ser construídas com mais rapidez e por não serem fixas na terra tem a vantagem de atender a diferentes mercados. Essa certa maleabilidade espacial é um ponto muito importante para a sustentabilidade do GNL, pois ela pode diminuir custos que variam de acordo com o local das jazidas, as distancias entre as unidades produtivas e o mercado alvo.

### *(iii) Transporte de Gás Natural Comprimido (GNC)*

O gás transportado pela tecnologia de GNC deve passar por compressores, que reduzem o volume do gás em aproximadamente 200 vezes. Nessas condições, o gás é transportado em cilindros de alta pressão (até 3000psig ou 200 Bar) em caminhões ou embarcações até os pontos de descarregamento, onde será estocado ou descarregado em um gasoduto, com pressões inferiores.

Esta tecnologia de transporte não é recente e vem sendo utilizada há bastante tempo, além de estimular o desenvolvimento de novos mercados para o gás natural, uma vez que é flexível. De acordo com Pinto Jr. et al. (2007), essa opção permite atender demandas por gás em nichos de mercados específicos, sendo alguns casos:

- Gás para consumidores cuja entrega via gasoduto foi interrompida para manutenção ou por algum tipo de acidente.
- Gás para demandas eventuais (de pico).
- Gás para indústrias que já investiram em tecnologias que utilizam gás natural e ainda esperam a chegada de dutos.
- Aproveitamento da produção de pequenos campos de gás, que não estão localizados próximos à gasodutos de transferência.

As embarcações que carregam os cilindros de GNC representam cerca de 90% dos custos totais da cadeia produtiva, e o volume do investimento varia entre 100 a 120 milhões de dólares. A quantidade de embarcações necessárias para suprir determinado mercado está diretamente relacionada a distancia do mercado alvo até a região de produção. Cada embarcação pode transportar uma carga que varia de 6 a 15 milhões de metros cúbicos e o custo do transporte vai de 0,50 a 1,20 dólares, por milhão de Btu, de acordo com o volume e a distância (SCHECHTMAN apud FILGUEIRAS, 2009).

A última atividade do *Downstream*, porém não menos relevante, é a distribuição do gás natural, responsável pela entrega ao consumidor final. O gás transportado é transferido para as redes de distribuição nos *city-gates*, local onde o gás é medido. As distribuidoras locais compram o gás dos chamados carregadores, ou seja, os donos do gás. No Brasil, o maior e um dos únicos carregadores do mercado de gás é a Petrobras.

Como já foi dito anteriormente, os custos de investimento em transporte e distribuição são muito representativos na cadeia do gás natural. O segmento de distribuição representa de 70% a 80% dos custos totais de investimento da IGN. Quanto aos custos de investimento na etapa de distribuição do gás, a maior parte se refere à construção das redes de dutos (75%), as estações de redução de pressão representam 10% e a medição, 5% (IEA apud DOMINGUES, 2009).

Assim como o serviço de transporte, a etapa de distribuição física do gás também é considerada um caso de monopólio natural, uma vez que não seria economicamente viável ter duas ou mais redes de distribuição competindo entre si. A distribuição também possui as características técnico-econômicas de um monopólio natural como: Especificidade de ativos, elevados custos fixos e economias de escala e escopo (ALMEIDA apud DOMINGUES, 2009).

Com toda a análise dos custos totais de investimento na cadeia do gás natural, considerando que os investimentos iniciais das atividades são de alta representatividade e que algumas etapas são consideradas monopólio natural, é possível entender porque não há grande competição entre os agentes da IGN. Pelo contrário, existem poucos *players*, que possuem grande poder de mercado e consequentemente, de barganha.

No Brasil, em que a IGN ainda é pouco desenvolvida e os custos de montar uma infraestrutura para produção e comercialização de gás natural são muito altos, as grandes empresas acabam por verticalizar as atividades. Nesse sentido, se faz necessária a regulação do setor, visto que o poder de mercado das grandes empresas como a Petrobras, pode ser decisivo para a competitividade do gás natural frente a seus concorrentes no mercado brasileiro de insumos energéticos.

## **1.2 Metodologias de Formação de Preços do Gás Natural**

O preço do gás natural que chega ao consumidor final é passado ao mercado pelas companhias de distribuição de gás, justamente o segmento a ser analisado no estudo de caso a seguir nesta tese. Por estarem na ponta da cadeia do gás, as distribuidoras sofrem a pressão em relação ao preço final cobrado, tanto dos agentes antecedentes quanto dos consumidores. Para que a indústria do gás natural se desenvolva no país e aumente sua participação na matriz energética brasileira é essencial analisar a formação do preço deste insumo.

A formação do preço do gás natural pode ser dividida basicamente em duas partes, isto é, a parcela que corresponde ao gás vendido ao distribuidor local, e a segunda, ao restante do preço que é adicionado pelas distribuidoras. O preço final oferecido aos consumidores do mercado de insumos energéticos deve ser competitivo frente às possíveis fontes de energia concorrentes.

Como define bem Soares (2004), a distribuidora ao comprar o gás do carregador deve pagar pela remuneração da ‘commodity’ e pelo transporte desta, ou seja, o valor que remunera os custos de tais agentes da cadeia. Por outro lado, a diferença entre o preço final cobrado ao mercado e o preço ao qual a distribuidora adquiriu o gás, deve recompensar a atividade de distribuição, cobrindo custos de extensão e manutenção da rede e outros possíveis gastos de comercialização.

De acordo com esta abordagem, o autor define duas metodologias de precificação do gás, a saber, ‘*cost plus*’ e ‘*netback*’, sendo cada uma delas mais favorável a um agente em especial da cadeia do gás.

### **I.2.1 Metodologia ‘*Cost Plus*’**

Conhecida também como custo histórico ou taxa de retorno fixa, esta metodologia considera na formação do preço final, principalmente, a adição de todos os custos associados à cadeia do gás e uma taxa de remuneração do capital investido, fixada pelo órgão regulador ou por lei. Traduzida na seguinte expressão matemática:  $P_{(final)} = P_{(commodity)} + P_{(transporte)} + MD_{gas}$ , onde MD é a margem cobrada pela distribuição.

As desvantagens desta metodologia é que ela favorece o produtor e faz com que este agente não tenha interesse em aumentar a eficiência do serviço. Isso porque não há uma competição direta, e sim indireta, que varia de acordo com a taxa de retorno estabelecida.



Nesse contexto, esta forma de precificação é mais bem aplicada a situações em que os consumidores locais estejam localizados perto de grandes reservas de gás natural.

### I.2.2 Metodologia ‘Netback’

A precificação ‘Netback’, descrita por Soares (2004), considera que o preço é dado pelo consumidor, isto é, o quanto ele está disposto a pagar pelo uso do gás natural frente aos outros combustíveis concorrentes, de no mínimo a mesma equivalência energética. Dessa forma, o preço do substituto energético é usado como referencia para determinar a competitividade econômica do gás natural. Do ponto de vista do consumidor final, o uso do gás natural no lugar do energético usado originalmente deve trazer, no mínimo, o mesmo número de benefícios. As equações a seguir mostram como o preço do gás é determinado, em função do perfil de demanda do consumidor e do custo de se consumir outro energético com utilidade equivalente ao gás natural:

- 1)  $P_{\text{gas(útil)}} = (P_{\text{gas}} + C_{\text{O\&M}} - \Delta q) / \eta_{\text{gas}}$
- 2)  $P_{\text{subst (útil)}} = (P_{\text{subst}} + C_{\text{O\&M}} - C_{\text{ext}}) / \eta_{\text{subst}}$
- 3)  $P_{\text{subst (útil)}} - P_{\text{gas(útil)}} \geq (I_{\text{gas}} + I_{\text{aux}} + I_{\text{int}}) * \text{FRC} (i,n)$

Sendo:

- $P_{\text{gas(útil)}}$ : Preço do gás ao consumidor final em relação a energia útil.
- $P_{\text{gas}}$ : Preço do gás pago pelo consumidor final à distribuidora local.
- $C_{\text{O\&M}}$ : Custos de operação e manutenção relacionados ao uso do gás natural.
- $\Delta q$ : Benefício adquirido associado ao uso do gás (valor agregado mensurável).
- $\eta_{\text{gas}}$ : Rendimento pela utilização do gás natural.
- $P_{\text{subst (útil)}}$ : Preço do energético substituto ao consumidor final medido em energia útil.
- $P_{\text{subst}}$ : Preço do substituto do gás no mercado.
- $C_{\text{ext}}$ : Custo da externalidade gerada pelo uso do insumo substituto, na condição de valorar-se os custos ambientais relativos à poluição desta fonte energética.
- $\eta_{\text{subst}}$ : Rendimento de utilização do uso do energético substituto.
- $I_{\text{gas}}$ ;  $I_{\text{aux}}$ ;  $I_{\text{int}}$ : Investimento necessário para conversão ou aquisição de tecnologias que consomem gás natural; equipamentos auxiliares; rede interna de distribuição de gás.

- FRC (i,n): Fator de recuperação do capital investido à uma taxa de desconto “i”, em “n” períodos de capitalização (SOARES, 2004).

Assim, caso o consumidor já seja um consumidor de gás natural, ele estará disposto a pagar um preço mais alto pelo gás do que um novo consumidor de energia ou um consumidor de algum outro energético substituto. Isso porque ele não precisará gerar tanta receita para amortizar os investimentos relacionados ao uso do gás quanto os outros dois consumidores, que terão que instalar novos equipamentos e, portanto, estarão dispostos a pagar um preço menor pelo gás natural.

Essa característica traz a possibilidade de discriminação de preços por consumidor, isto é, o distribuidor cobra daquele consumidor que está mais disposto a pagar pelo gás um preço maior de forma que esse excedente cubra os custos de oferecer o serviço mais barato a um consumidor que não pudesse ou quisesse pagar nem o preço mínimo do gás. Esta prática, conhecida como subsídios cruzados é condenada em alguns casos por retirar parte do excedente do consumidor, porém pode ser uma alternativa temporária para desenvolver mercados ainda incipientes, como é o caso do Brasil. É uma forma de atrair novos consumidores de gás, que terão a oportunidade de perceber as vantagens de se utilizar o gás natural, massificando o consumo e amadurecendo o mercado gasífero.

Com o tempo, a elasticidade-preço de demanda dos consumidores de gás tenderia a diminuir, possibilitando a criação de um mercado mais cativo para o gás natural. Contudo, essa possibilidade de discriminar preços a diferentes consumidores dependerá do objetivo da empresa distribuidora de gás. A empresa se defrontará com o trade-off de aumentar seus lucros no curto prazo, se apropriando de renda gasífera, ou ajudar a expandir o mercado de gás, subsidiando a entrada de novos consumidores (SOARES, 2004).

Outra questão importante é que ao contrário da metodologia de precificação ‘*cost plus*’, a metodologia ‘*netback*’ estimula as empresas do ramo a melhorar a eficiência de seus serviços, dada a pressão competitiva dos insumos concorrentes.

Sinteticamente, se for escolhida tal metodologia de precificação do gás natural, é imprescindível que:

“A margem praticada pela distribuidora, porém, deve ser tal que o preço do gás natural ao consumidor final não supere o valor de mercado das fontes energéticas alternativas ao gás, de forma a encorajar o crescimento de longo prazo da demanda de gás pelo usuário, e a sobrevivência do seu mercado” (IEA apud SOARES, 2004, pág.77).

A fim de corrigir as possíveis falhas de mercado que podem ser geradas através de ambos os métodos de precificação, seja por práticas de preços que limitem a quantidade demandada ou por extração de renda econômica através da discriminação de preços, é imprescindível a regulação do sistema de distribuição por parte das autoridades para garantir a concorrência e o desenvolvimento sustentável da IGN.

### **I.3 Precificação em Diferentes Estruturas de Mercado**

Para entender melhor a formação de preços do gás natural não basta apenas analisar as metodologias de formação de preços. Além disso, é preciso estudar as estruturas de mercado em que as indústrias de gás natural estão inseridas.

O grau de competição existente no mercado irá interferir diretamente na metodologia a ser utilizada para formar os preços e, conseqüentemente, nos próprios preços. A distinção se dará entre a lógica de formação de preços em mercados competitivos de gás e em situações de monopólios regulados.

Nos contratos de gás natural o principal foco de discussão é a alocação da chamada renda gasífera, isto é, o excedente gerado pela venda do gás ao consumidor final descontando-se os custos ao longo da cadeia. Obviamente, cada segmento da indústria gostaria de extrair uma renda maior para si, porém, a alocação desta renda depende em grande parte da estrutura de mercado vigente. Como afirma Soares, “Imperfeições de mercado tem estrita relação com alocação desta renda gasífera fora do ponto ótimo social” (SOARES, 2004, pág 59).

#### **I.3.1 Monopólios Regulados**

Como já foi dito anteriormente, a indústria do gás natural para se desenvolver depende de investimentos massivos na sua fase inicial. Mesmo que empresas petroleiras entrem no ramo de gás natural e já tenham técnicas e equipamentos disponíveis para a produção e

processamento do gás, é preciso construir toda a rede de transporte e distribuição para que o gás chegue ao consumidor final. Do ponto de vista do investidor, esses investimentos são considerados de alto risco, em termos de custos de infraestrutura e potencial de mercado. Por isso, frequentemente, empresas se verticalizam para dispor de todos os segmentos necessários a comercialização do gás.

Para financiar a construção de um gasoduto, por exemplo, é preciso assegurar o uso da instalação por um período suficientemente longo, que irá garantir uma receita que consiga amortizar a dívida do empréstimo. Para isso, são firmados contratos de longo prazo de fornecimento de gás com grandes consumidores e concessões regionais de monopólio, que irão viabilizar economicamente o desenvolvimento da infraestrutura necessária para o gás.

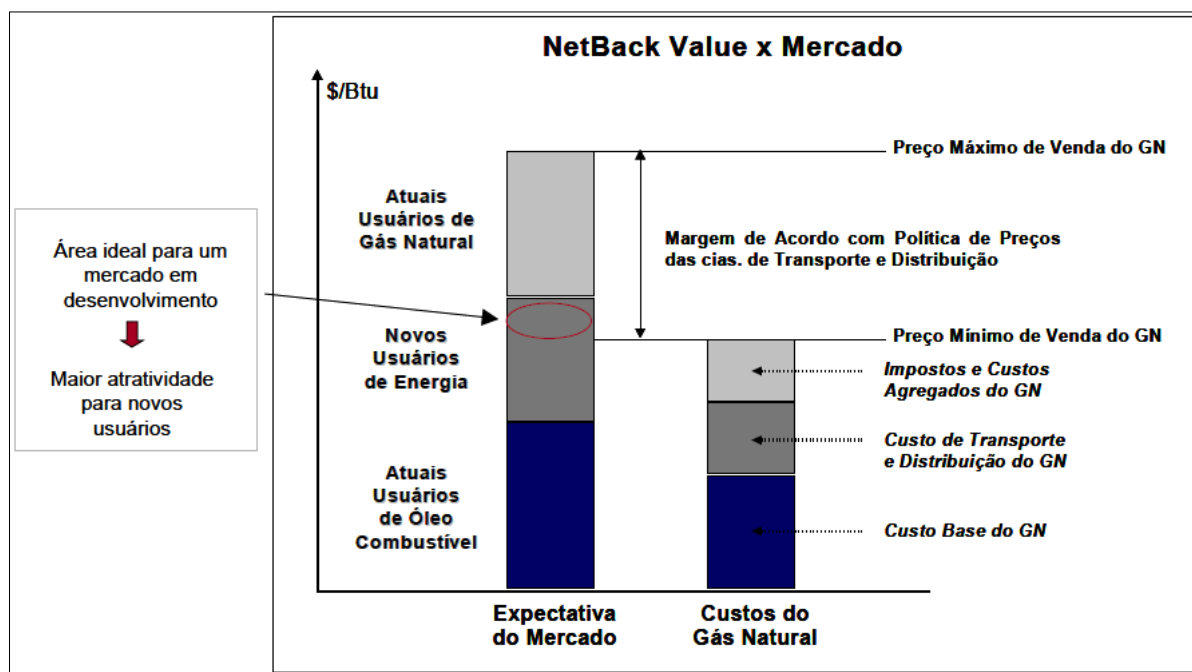
São essas condições especiais de contratos e concessões que justificam o monopólio dos segmentos de transporte e distribuição de gás. Como forma de desenvolver o mercado de gás, o governo autoriza os monopólios, mas deve regulá-los para que a falta de competição não permita a cobrança de preços exorbitantes.

Nesse contexto, os poucos monopolistas, muitas vezes apenas um, optam pelo método *netback value* para precificar o gás natural. Praticando a discriminação de preços, o gás é oferecido no mercado a um preço competitivo em relação a seus concorrentes, mas que varia entre o máximo que o consumidor está disposto a pagar pelo gás e o preço mínimo que inclui todos os custos e margens da cadeia do gás mais os impostos. Dessa forma, pode haver um ganho extraordinário e os monopolistas atingirão altas margens de lucro.

A regulação deve, além de estimular a concorrência, garantir que os serviços tenham preços justos. Com esse objetivo, comumente, o Estado ou empresas reguladoras limitam o uso da metodologia *netback* para precificação do gás natural. Nesse caso, as empresas usam como alternativa uma mistura entre as duas metodologias, incorporando os custos da cadeia (*cost plus*) e o *netback value* (ROCHA e CALFA, 2003).

A forma como será regulada a precificação do gás natural é extremamente importante para garantir a competitividade do energético, a entrada de novos consumidores no mercado, o desenvolvimento de pequenos mercados e o aumento da participação deste combustível na matriz energética do país.

**Figura 3- NetBack Value**



Fonte: Rocha e Calfa (2003)

### I.3.2 Mercados Competitivos

Mercados competitivos de gás natural tendem a se estruturar quando a IGN já está mais desenvolvida e madura. Isto significa que os montantes iniciais investidos já foram recuperados e os ativos específicos estão amortizados, fazendo cair muito os custos marginais do serviço e o risco inerente ao negócio. Assim, os investimentos se tornam mais rentáveis e atraentes. Nesse cenário, as barreiras à entrada de novos *players* diminuirão e a competição aumentará imediatamente (ROCHA e CALFA, 2003).

Em um ambiente competitivo, o preço não pode ser balizado pelo energético concorrente e, portanto, a metodologia *netback* se torna inadequada. Para sobreviver neste mercado, as empresas são obrigadas a diminuir suas margens de lucro, fazendo com o que o preço final revele mais o valor da *commodity* e os custos de transporte.

Outra consequência da competição para os consumidores finais é a busca pela melhora da eficiência do serviço e redução de custos para ganhar poder de mercado. As empresas buscarão vantagens competitivas com fornecedores para tornar seu serviço mais competitivo.

Assim, esse processo de melhoria contínua tende a tornar as estruturas dos mercados cada vez mais complexas, com mais atores envolvidos e preços constantemente variando.

Uma alternativa para aumentar a concorrência em mercados não totalmente liberalizados é a criação do consumidor de livre acesso a rede de gasodutos, ou seja, o produtor de gás pode vender o gás diretamente a transportadora ou negociá-lo no atacado com distribuidoras, comerciantes ou grandes consumidores. Essa alternativa traz flexibilidade para os contratos de gás, e o gás natural passa a ser negociado em dois níveis, enquanto produto, pelo seu preço *commodity* (oferta x demanda) e pelo serviço de carregamento do gás até o consumidor local (custos do serviço) (FILGUEIRAS, 2009).

A atividade de distribuição normalmente não é “desmonopolizada”, como o transporte. Isso porque a presença de economias de escala torna inviável a entrada de novos prestadores de serviços de distribuição nesta etapa da cadeia produtiva. De toda forma, considerando que em todas as outras fases da cadeia haverá competição, enormes ganhos de eficiência surgirão e o preço representará de forma mais fidedigna o valor intrínseco do gás natural. Vale ressaltar que para os benefícios da competição chegarem ao consumidor final, é preciso que o Estado ou agências reguladoras regulem ativamente a formação de preços das distribuidoras.

#### **I.4 Histórico de Precificação do Gás Natural no Brasil**

Ao analisar o histórico de regulamentação do preço do gás natural no Brasil é possível verificar que ao longo do tempo, de acordo com as conjunturas e a estrutura de mercado, houve mudanças significativas na precificação.

Quanto às formas tradicionais de formação de preços destacadas no item anterior, pode-se afirmar que o Brasil não se encaixa em nenhuma delas. Atualmente, o Brasil possui um modelo que combina características do modelo de monopólio e do modelo de competição. O que se verifica ao analisar o histórico de definição dos preços do gás natural é que a sistemática envolve tanto decisões de governo, com o objetivo de administrar os preços, quanto negociações do mercado que normalmente significam imposições unilaterais da Petrobras sobre os preços de venda às distribuidoras locais.

A Petrobras no que diz respeito à política de preços pode ser considerada uma empresa chave. Por ter sido a pioneira em investimentos na cadeia de gás natural, se transformou na

maior monopolista do mercado brasileiro e, portanto, sempre se utilizou de seu poder de mercado para influenciar os preços regulados pelo Estado. Atualmente, “... a dinâmica de preços no mercado gasífero brasileiro é mais influenciada por regulamentações e contratos, muitas vezes inflexíveis, do que por variações mercadológicas de oferta e demanda” (FILGUEIRAS, 2009, pág. 64).

As definições de preços variam de acordo com os três tipos de gás natural ofertados no mercado brasileiro, entre eles: o gás produzido no Brasil; o gás importado da Bolívia; e o gás destinado às termelétricas (nacional ou importado). A seguir será discutido cada modelo de precificação.

#### **I.4.1 Preço Máximo do Gás Nacional**

Até o ano de 1999, o preço de venda do gás natural às concessionárias estaduais de distribuição era limitado de acordo com a Portaria DNC nº 24 (Portaria DCN nº 24/1994), de junho de 1994. Esta Portaria delimitava uma paridade de 75% entre o preço máximo que o gás poderia ser vendido para fins combustíveis e o preço do Óleo Combustível A1, na base de distribuição primária, levando em conta a equivalência energética entre esses compostos. Nesse momento não havia ainda nenhuma separação entre o preço da *commodity* e o preço referente ao transporte do gás até o *city gate* das distribuidoras locais (ANP, 2011).

Essa medida garantia que enquanto os preços do óleo combustível fossem controlados, o preço do gás atrelado a ele também estaria estabilizado. A mudança veio em abril de 1999, quando entraram em vigência as Portarias Interministeriais do Ministério de Minas e Energia e do Ministério da Fazenda (MME/MF) nºs 90, 91 e 92. Os preços dos óleos combustíveis passaram então a ser atrelados ao mercado internacional, configurando maior volatilidade ao preço do gás natural, dado que seu preço máximo agora dependia da conjuntura externa.

A partir dos anos 2000, os ministérios citados acima decidiram que o preço do gás necessitava de uma regulação mais específica, dado o crescimento da importância deste energético para o país. De 1980 a 2000, a participação do gás na matriz energética passou de 1,0% para 5,4% (ABRACE, 2009).

A nova Portaria Interministerial MME/MF nº 003 (Portaria MME/MF nº 003/2000), criada em 12 de fevereiro de 2000, pretendia incluir duas variáveis importantes na formação

do preço máximo do gás nacional a ser vendido às distribuidoras, a saber, a discriminação das parcelas referentes ao produto e ao transporte e a inclusão progressiva de um fator que considerasse a distancia do gás transportado no cálculo do preço máximo. Portanto, significava a separação definitiva das atividades de comercialização e de transporte de gás natural a nível de preços.

“Tais medidas buscavam dar *maior transparência* à formação de preços, possibilitar diferentes mecanismos de correção para cada parcela que compõe o preço nos pontos de entrega, *reduzir os subsídios cruzados* entre usuários e *incrementar a eficiência* na utilização da rede de gasoduto” (ANP, 2011, pág. 32).

É importante citar que essa medida alterou a definição de preços máximos do gás natural que era produzido no país apenas, sem interferir no preço do gás importado da Bolívia.

Ficou definido que a ANP calcularia a Parcela Referencial de Transporte ( $T_{ref}$ ) e os Ministérios (MME e MF) ficariam responsáveis pela parcela relacionada ao preço do produto que chega aos gasodutos, denominada  $P_{gt}$ . O limite do preço final a ser cobrado às distribuidoras passou a ser expresso pela seguinte fórmula:  $P_{(máx\ final)} = T_{ref} + P_{gt}$

De acordo com ANP (2011), a Parcela  $T_{ref}$  incorporou de forma gradual o Fator Distância (FD), começando com o cálculo do valor de 30% dos custos de transporte proporcionais a distância percorrida pelo gás (Portaria ANP nº-108/2000), aumentado para 40% conforme nova portaria em 2001 (Portaria ANP nº-101/2001) e alcançando o máximo de 60% em 2002 (Portaria ANP nº-045/2002).

Neste momento, a regulação a cerca dos preços do gás natural parecia evoluir de acordo com os objetivos dos órgãos reguladores, de dar mais transparência e consistência à formação dos preços. Contudo, um fato peculiar fez retroceder os ganhos em termos de regulação obtidos até então. A Lei nº 9.478/1997, conhecida como a Lei do Petróleo, que regulamentava tanto o petróleo quando o gás natural ditava que os preços dos combustíveis seriam liberalizados a partir do ano de 2002.

A liberalização dos preços do gás nacional não fazia sentido já que o mercado não era competitivo e isso só aumentaria ainda mais o poder de mercado da Petrobras, praticamente a única carregadora atuante no país. Um esforço foi feito pelo Comitê Nacional de Política



Energética (CNPE) para prolongar o controle sobre os preços do gás de origem nacional, porém a falta de um Projeto de Lei acerca do assunto que deveria ser entregue ao Congresso Nacional pelo MME e MF minou a tentativa.

Após a liberação legal inevitavelmente o poder de controlar os preços do gás nacional passou para as mãos do monopolista, a Petrobras, tornando este mercado um monopólio desregulado. Até o fim de 2004, o preço se manteve estável, em consonância com os objetivos da Petrobras de massificar o uso do gás (Programa de Massificação do Uso do Gás Natural). De acordo com os contratos de longo prazo firmados para utilização de seus gasodutos de transporte (principalmente o gasoduto Bolívia-Brasil), que dispunham de cláusulas do tipo *take-or-pay* de 80% e *ship-or-pay* de 100%, havia a necessidade de maximizar o uso da capacidade de fornecimento de gás (ANP, 2011).

Entretanto, o poder de controle de preços pela Petrobras já se fez perceber a partir de 2005, ano em que a empresa começou a aumentar gradualmente os preços praticados, como forma de recuperar a defasagem de preços por conta da política de incentivo ao uso do gás. Em 2007, o aumento foi ainda mais significativo, acumulando no final do ano 57,4% de aumento (ANP, 2011).

Após cativar a demanda por gás nacional, a Petrobras renovou seus contratos de venda de gás nacional com as empresas distribuidoras de gás, implementando novas modalidades de fornecimento de gás e nova política de preços, em dezembro de 2007. A mudança na formulação dos preços é exemplificada pela seguinte expressão: Preço do gás (**PG**) = **PF** + **PV<sub>t</sub>**.

O único fato responsável pela queda dos preços do gás natural a partir de 2008 foi a crise financeira internacional, que acabou refletindo na indústria brasileira, grande consumidora de gás natural combustível.

A tabela abaixo mostra a comparação entre a sistemática antes da liberalização dos preços dos combustíveis e após os novos contratos de venda de gás de origem nacional.

## **Tabela 2- Metodologias de Precificação do Gás**

Sistemática Anterior	Nova Política da PETROBRAS
<b>Parcela de Transporte (T<sub>REF</sub>):</b> atualizada anualmente pelo IGP-M da FGV (Portaria ANP nº 045/2002)	<b>Parcela Fixa (PF):</b> atualizada anualmente pelo IGP-M da FGV
<b>Parcela de Produto (P<sub>GT</sub>):</b> reajustada trimestralmente pela variação de uma cesta de óleos e do câmbio (Portaria MF/MME nº 003/2000)	<b>Parcela Variável (PV):</b> reajustada trimestralmente pela variação de uma cesta de óleos e do câmbio

Fonte: ANP (2011)

Na teoria, a mudança se deu apenas pela nova nomenclatura das parcelas, porém, na prática esta tática representou a perda da transparência na formação dos preços, deixando de sinalizar os verdadeiros custos incorridos ao longo da cadeia (como o valor da molécula de gás e os custos do transporte).

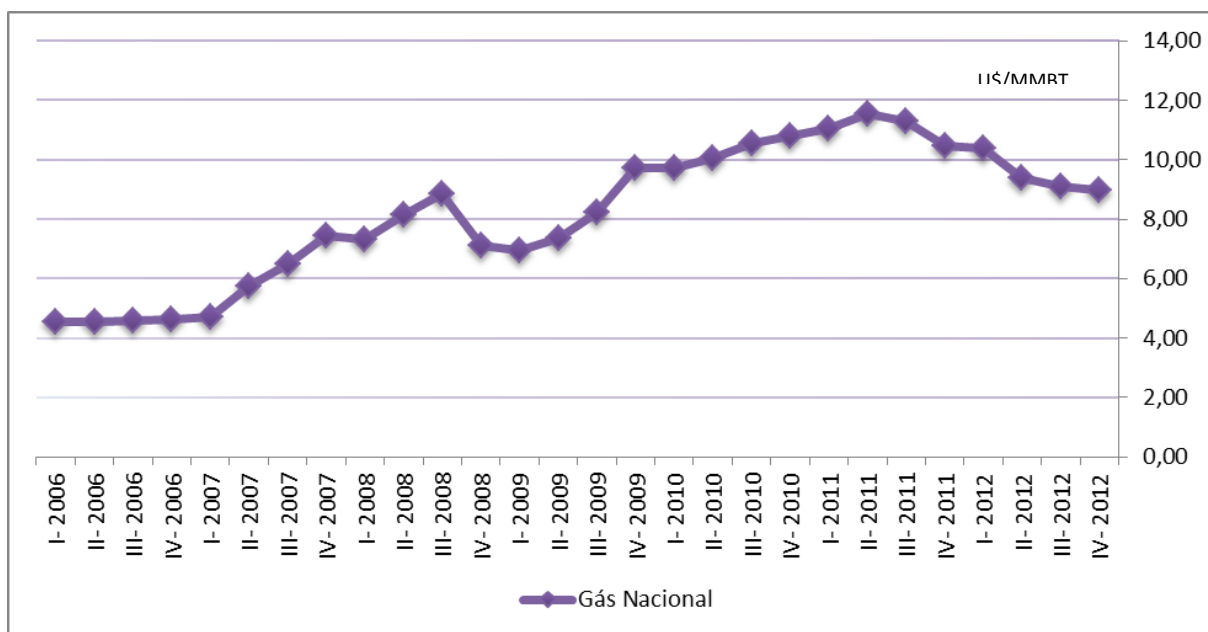
No estudo denominado “Quanto Custa o Gás Natural para a Indústria no Brasil”, elaborado pela Firjan, em dezembro de 2011, foi elaborado um comparativo com valores que comprovam a discrepância após a mudança da parcela de transporte para a parcela fixa, para alguns estados brasileiros.

**Tabela 3- Variações entre os Valores Estimados para a Parcela de Transporte e a Parcela Fixa:**

Estado	(A) Parcela de transporte: US\$/MMBtu				(B) Parcela de Fixa: US\$/MMBtu				(B) / (A)			
	2008	2009	2010	2011	2008	2009	2010	2011	2008	2009	2010	2011
Ceará	0,742	0,754	0,787	0,856	2,927	3,105	3,229	3,433	394%	412%	411%	401%
Rio Grande do Norte	0,529	0,538	0,561	0,610	2,927	3,105	3,229	3,433	553%	578%	576%	563%
Paraíba	0,839	0,853	0,889	0,968	2,927	3,105	3,229	3,433	349%	364%	363%	355%
Pernambuco	1,070	1,088	1,134	1,234	2,927	3,105	3,229	3,433	274%	286%	285%	278%
Alagoas	-	-	-	-	2,927	3,105	3,229	3,433	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.
Sergipe	0,394	0,400	0,417	0,454	2,927	3,105	3,229	3,433	743%	776%	774%	756%
Bahia	0,417	0,424	0,442	0,482	2,927	3,105	3,229	3,433	701%	732%	730%	713%
Espírito Santo	0,415	0,421	0,439	0,478	2,927	3,105	3,229	3,433	706%	737%	735%	718%
Rio de Janeiro	0,446	0,453	0,472	0,514	2,927	3,105	3,229	3,433	657%	685%	684%	668%
São Paulo	0,854	0,868	0,905	0,985	2,927	3,105	3,229	3,433	343%	358%	357%	349%
Minas Gerais	1,007	1,024	1,068	1,162	2,927	3,105	3,229	3,433	291%	303%	302%	295%

Fonte: Firjan, 2011.

### Gráfico 1- Histórico de Preços Finais no *City Gate* para o Gás Natural Nacional

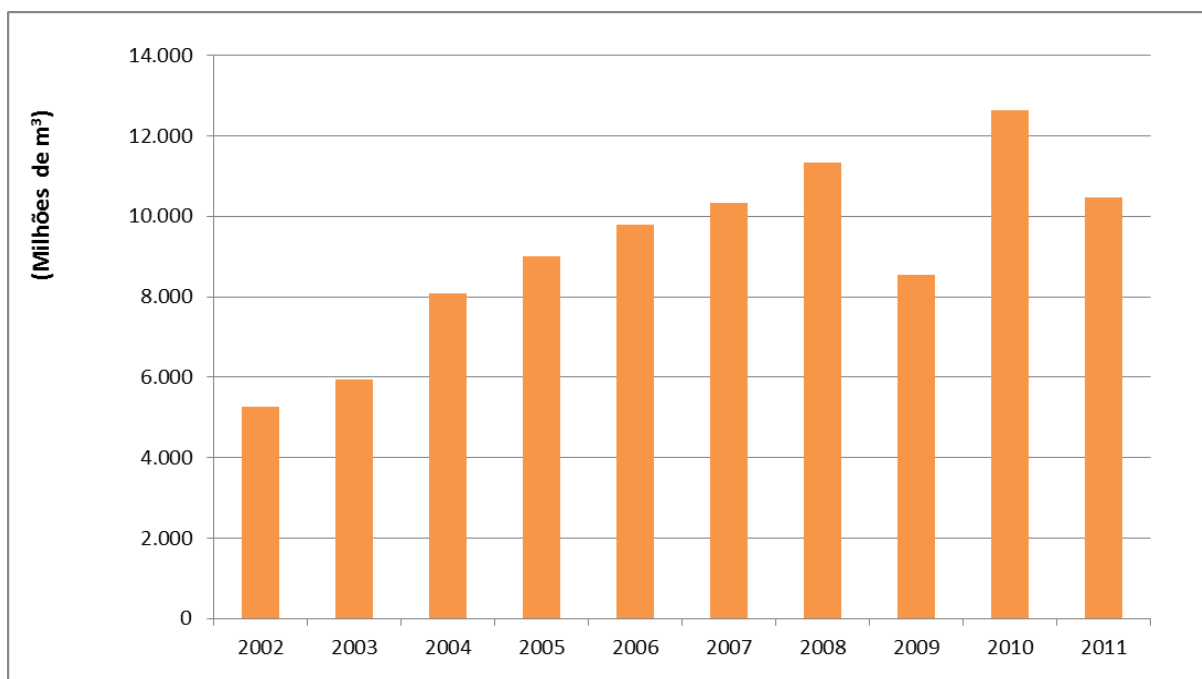


Fonte: Elaboração Própria a partir de dados da Petrobras

#### I.4.2 Preço do Gás Importado

O maior volume de gás importado que chega ao Brasil, atualmente, é da Bolívia. No ano de 2011 o volume diário de gás importado ofertado ao mercado interno foi bem próximo ao volume de gás nacional também ofertado, o que significa que a importação de gás é extremamente relevante, chegando a praticamente 50% da oferta total de gás do país. Para suprir a demanda interna foram ofertados 33,8 milhões de m<sup>3</sup>/dia de gás nacional e 27,6 milhões de m<sup>3</sup>/dia de gás importado (MME, 2012).

#### Gráfico 2- Histórico de Importação de Gás Natural no Brasil



Fonte: Elaboração Própria a partir do Anuário Estatístico ANP 2012

O gasoduto Bolívia-Brasil, operado pela TBG (Transportadora Brasileira Gasoduto Bolívia-Brasil), tem hoje capacidade de transportar 30,08 MMm<sup>3</sup>/dia, referente a 80% do volume contratado, em regime de *take-or-pay*, entre a Petrobras e a YPFB (Boliviana). A TBG que tem a Gaspetro, subsidiária da Petrobras, como acionista majoritária, com 51% das suas ações, foi criada em 1997 com o objetivo de construir e operar o gasoduto. Em 1999, o sistema entrou em operação, transportando inicialmente uma pequena quantidade em relação ao volume crescente transportado nos dias de hoje.

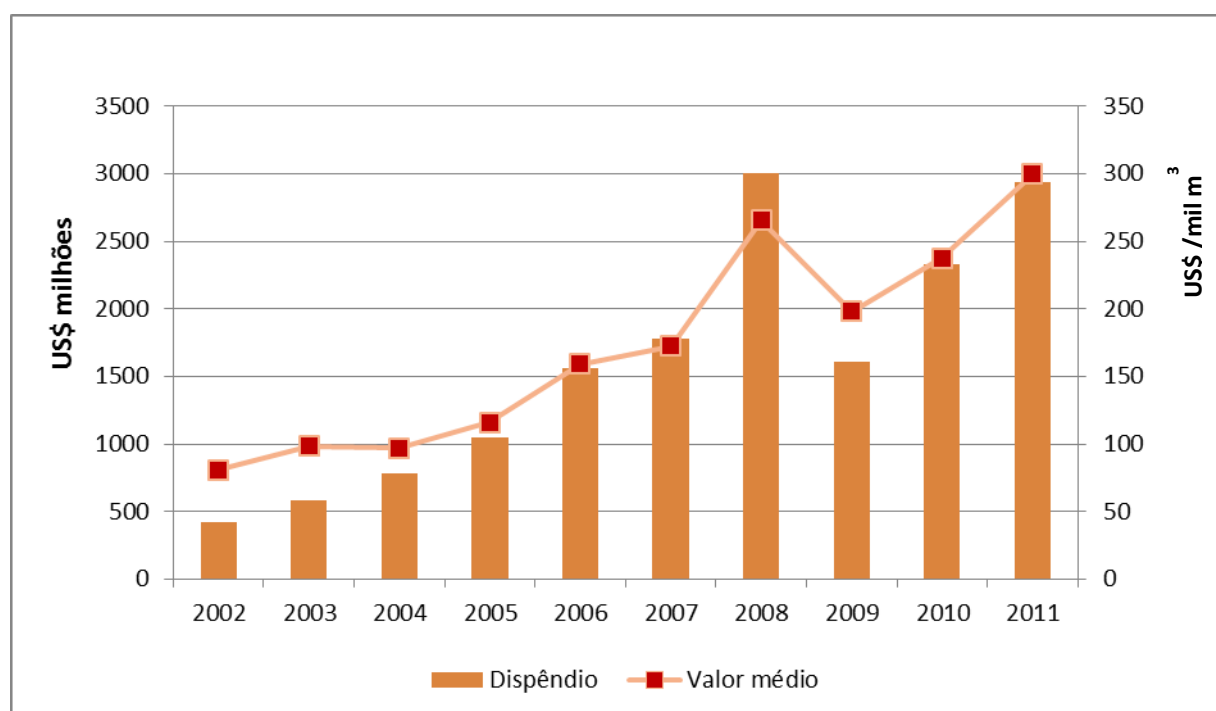
Quanto à precificação deste gás, desde a publicação da Portaria Interministerial MME/MF nº 003/2000, não há nenhuma regulamentação aplicável a ele. Os preços são negociados entre as partes livremente e expressos nos contratos de fornecimento de gás. A ANP tem apenas o dever de resolver possíveis conflitos em relação a tais contratos, quando necessário (ANP, 2002).

Os primeiros contratos de venda do gás boliviano foram firmados entre a Petrobras, carregadora do gás, e cinco distribuidoras locais: MSGÁS (MS); COMGÁS (SP); COMPAGÁS (PR); SCGÁS (SC); e SULGÁS (RS). Tais contratos preveem o preço formado pelas parcelas relativas à “commodity” e ao “transporte”, que no primeiro trimestre de 2001

foram definidas em US\$1,80/MMBTU e US\$1,675/MMBTU, respectivamente, formando o preço final de US\$3,475/MMBTU (ANP, 2002).

A metodologia de cálculo do preço do gás importado até o *city gate* é dada pela seguinte expressão: **Preço city gate = PG** (produto) + **TT** (tarifa de transporte postal). A parcela PG é reajustada trimestralmente indexada a uma cesta de óleos combustíveis, composta de um óleo pesado (HSFO) e dois óleos leves (LSFO), com cotações no golfo americano e no sul e no norte da Europa, em que o óleo HSFO tem um peso de 50% na fórmula e os outros dois óleos LSFO tem um peso de 25% cada. Para evitar oscilações bruscas, utiliza-se, ainda, a seguinte fórmula de amortecimento:  $PG_t = 0,5 P_t + 0,5 P_{t-1}$ . Onde,  $P_t = P_{base} \times P_{cesta_{t-1}} / P_{cesta_0}$ . Já a tarifa de transporte, é dividida entre o ramal boliviano (GTB) e o ramal brasileiro (TBG), e é atualizada anualmente de acordo com a seguinte fórmula:  $TT_t = TC_{t-1} \times (1+0,5\%) + TM_t$ . Sendo:  $TC_{t-1}$ , a Tarifa de Capacidade no ano t-1 e  $TM_t$ , a Tarifa de Movimentação no ano t.

**Gráfico 3- Dispendio com importação e valores médios do gás natural importado**



Fonte: Elaboração Própria a partir do Anuário Estatístico ANP 2012

#### I.4.3 Preço do Gás Destinado as Termelétricas

O Programa Prioritário de Termelétricidade (PPT) foi lançado pelo Governo Federal como uma saída para a crise do setor energético no final da década de 1990. Após a reforma do setor elétrico ocorrida em 1996, o baixo nível dos investimentos de empresas do setor e a falta de água nos reservatórios brasileiros, por conta do regime de chuvas, foram os principais fatos geradores da escassez de energia elétrica no Brasil. Após os dois blackouts de energia que assolaram o país, o primeiro em 1997 e o segundo em 1999, o governo lançou o PPT como uma medida de caráter emergencial para reverter a situação de racionamento de energia (SANTOS et al. apud FILGUEIRAS, 2009).

Com o objetivo de reduzir o risco de abastecimento e ainda aumentar a participação do gás natural na matriz energética do país, o PPT previa a construção de usinas termelétricas que utilizassem como combustível o gás natural importado da Bolívia.

De acordo com o Decreto nº 3.371/2000, que estabeleceu o PPT, o Programa previa as seguintes prerrogativas:

- I. Garantia de suprimento do gás natural, por até vinte anos, de acordo com as regras estabelecidas pelo MME;
- II. garantia de aplicação do valor normativo à distribuidora de energia elétrica, por até vinte anos, de acordo com a regulamentação da ANEEL; e
- III. garantia pelo BNDES de acesso ao Programa de Apoio Financeiro a investimentos Prioritários no Setor Elétrico (ANP, 2010).

Quanto à precificação do gás natural destinado às termelétricas, a Portaria MME/MF nº176/01 instituiu um preço fixo de US\$ 2,581/MMBTU, que seria corrigido anualmente pelo índice de inflação norte-americana (PPI). Este preço seria único para todo o país, sem diferenciação do gás de origem nacional ou importada e independente dos custos reais de transporte (Formação Atual do Preço do Gás Natural no Brasil, ANP, 2010).

A referida Portaria também estabeleceu um mecanismo de compensação das variações cambiais, para realinhar os reajustes do preço do gás natural e da tarifa de energia elétrica, evitando riscos de perdas cambiais (Formação Atual do Preço do Gás Natural no Brasil, ANP, 2010). Esta particularidade do preço do gás ser cobrado em dólares e a tarifa de energia elétrica em reais sempre foi citado como principal obstáculo ao desenvolvimento dos projetos

de geração térmica no país, que agora seria solucionado. Além disto, a Portaria condicionou o fornecimento de gás a termelétricas que entrassem em operação comercial até junho de 2003 e até um volume total de 40 milhões de m<sup>3</sup>/dia de gás natural.

Em 2002, foi estabelecida nova Portaria para regulamentar o Decreto nº 3.371/2000. A Portaria MME/MF nº 234/2002, estipulou para as plantas do PPT que entrassem em operação comercial até 31/12/2004, o seguinte preço máximo:

- Preço Base = 2,581 US\$/MMBTU x TMD<sub>0</sub> = **6,0488316 R\$/MMBTU**, onde, TMD<sub>0</sub> = valor da taxa de câmbio (R\$/US\$) adotada como base, correspondente ao valor de 2,3436 R\$/US\$.

O reajuste do Preço Base foi definido no art. 4º, da mesma Portaria:

- Inciso I - 80% do Preço Base será reajustado com base na variação cambial e no índice de preços ao atacado no mercado dos EUA (PPI – Producer Price Index).

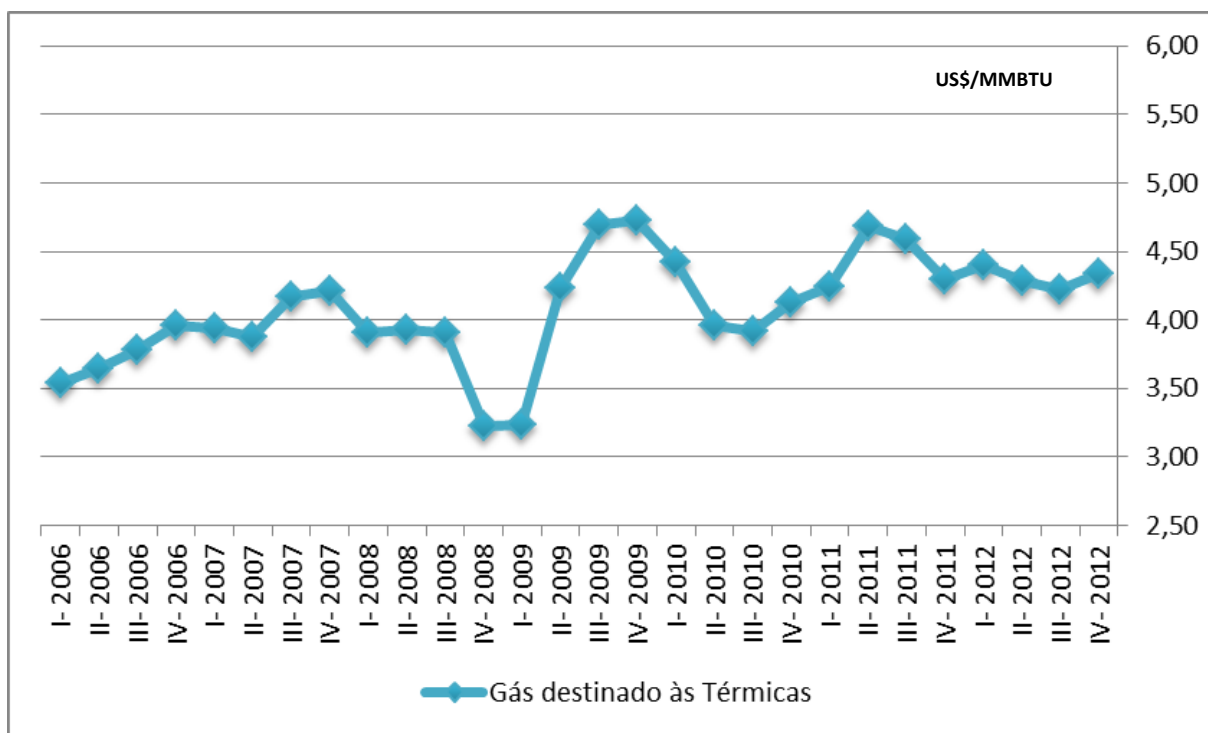
- Inciso II - 20% do Preço Base será reajustado pela variação do IGPM – FGV.

Para manter o preço fixo em reais durante um ano, foi criada uma conta de compensação com o seguinte mecanismo:

- Acumula-se a diferença entre o preço fixo em R\$ e o preço efetivo do gás de cada fatura paga pelas térmicas, sendo este valor atualizado pela taxa SELIC no final do período anual.

- O valor acumulado, dividido pelo volume de gás contratado take-or-pay, para os próximos 12 meses de operação das térmicas, é somado no cálculo do preço fixo do novo período anual (Formação Atual do Preço do Gás Natural no Brasil, ANP, 2010).

#### **Gráfico 4- Histórico de Preços Finais no *City Gate* para o Gás Natural Destinado ao PPT**

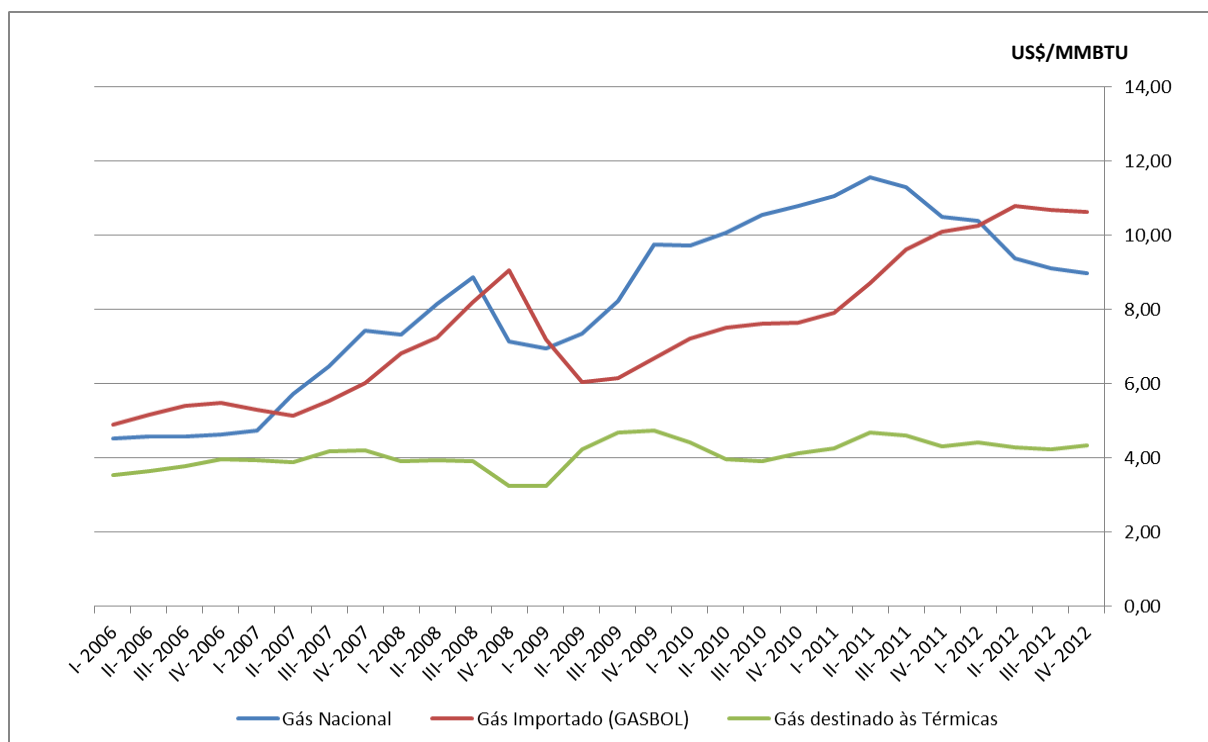


Fonte: Elaboração Própria a partir de dados da Petrobrás.

O gráfico 5 representa a variação dos preços finais no city gate cobrado às distribuidoras locais, de acordo com a origem ou destino do gás natural, a partir de 2006 até o final de 2012. Tanto no gráfico 5 quanto na tabela 4, a seguir, é válido observar a diferença dos preços dos diferentes “tipos” de gás e o descolamento entre o preço do gás nacional e do gás importado sentidos a partir de 2008, ano em que a Petrobras impôs sua nova política de preços.

**Gráfico 5- Histórico de Preços Finais no City Gate**





Fonte: Elaboração Própria a partir de dados da Petrobrás.

**Tabela 4- Preço do Gás Natural para as Distribuidoras – Novembro/2012**

Preço Petrobras para Distribuidora (Preços isentos de tributos e encargos)					Preço ao Consumidor Industrial por Faixa (em US\$/MMBTU c/ impostos)		
Região	Contratos	Preço (US\$/MMBTU)			2.000 m³/dia	20.000 m³/dia	50.000 m³/dia
		sem desconto		com desconto			
Nordeste	Gás Nacional	12,6407		8,5957	16,6567	16,0145	15,6292
Sudeste	Gás Nacional	12,4068		8,4366	19,4528	15,8590	15,2127
Região	Contratos	Preço (US\$/MMBTU)			2.000 m³/dia	20.000 m³/dia	50.000 m³/dia
		Commodity	Transporte	Total			
Sudeste	Gás Importado	8,6769	1,7823	10,4592	19,4528	15,8590	15,2127
Sul	Gás Importado	8,6741	1,7843	10,4584	19,2414	17,4546	17,0767
Centro Oeste	Gás Importado	9,9590	1,8112	11,7702	23,3221	19,8785	19,6489

Fonte: MME – Boletim Mensal de Acompanhamento da Indústria do Gás Natural, nº 69, dez/2012.

Conforme discutido, a formação de preços para o gás natural vendido às distribuidoras regionais é um processo complexo e que vem se alterando ao longo do tempo. A adoção das diversas metodologias de precificação, como já foi visto, procura amortizar os altos custos de investimentos na cadeia do gás, de acordo com as estruturas de mercado existentes. Contudo, o outro objetivo da precificação de tornar o insumo competitivo frente aos demais energéticos e assim expandir o consumo de gás natural no país, não se concretiza de forma desejável.

Desde que houve a liberalização dos preços, o mercado de gás natural nacional se caracteriza como um quase monopólio desregulado, em que os preços do gás são definidos

pela Petrobras, sem uma diretriz de política energética clara. Dessa forma, os outros agentes da cadeia do gás natural aplicam suas margens em cima do preço Petrobrás, configurando o método *cost plus* de precificação. Como já foi visto, esta metodologia favorece os produtores, e ainda pode fazer com que diminua a busca por eficiência das empresas por falta de concorrência direta.

No caso do Brasil, onde a indústria do gás é bastante incipiente e ainda há muitas características de monopólio, a metodologia *netback* seria a mais indicada. Nesse caso, o preço seria determinado pela disposição a pagar do consumidor, e os agentes da cadeia receberiam um retorno mínimo para suas atividades. Certamente, o preço seria muito mais competitivo do que o atual, expandindo substancialmente a participação do gás na matriz energética nacional. Por outro lado, caberia ao Estado garantir condições de mercado que minimizassem os riscos de investimento do setor privado, que se beneficiaria posteriormente com a expansão da demanda por gás natural.

Para enriquecer a análise acerca dos preços de gás natural e da competitividade do energético no mercado brasileiro, será estudada no capítulo seguinte a política tarifária das distribuidoras de gás natural e a regulamentação específica deste segmento da cadeia do gás natural. Através desta visão mais aprofundada, será possível entender a importância da precificação final realizada pelas distribuidoras para a competitividade do gás natural.

## **CAPÍTULO II - POLÍTICAS TARIFÁRIAS E REGULAÇÃO DO SETOR DE DISTRIBUIÇÃO DE GÁS NATURAL**

Este capítulo pretende estudar como é feita a precificação final do gás natural por parte das distribuidoras de gás natural, levando em conta a regulação a que estas empresas estão submetidas. Para tanto, serão analisadas as políticas tarifárias adotadas pelas mesmas e o arcabouço regulatório da indústria brasileira do gás natural.

### **II.1 Políticas Tarifárias das Distribuidoras de Gás Natural**

O preço do gás natural que foi analisado no capítulo anterior se refere ao preço que chega às distribuidoras, chamado preço no *city gate* (ponto de entrega). Deste ponto em diante, serão incluídos no preço final do gás todos os custos da atividade de distribuição, uma margem para remunerar os investimentos e os tributos incidentes.

Tanto a atividade de distribuição de gás canalizado quanto sua regulação, são competências dos Estados da Federação. Para regular as distribuidoras locais vários estados criaram agências reguladoras, responsáveis por fazer cumprir as exigências dos contratos de concessão. O critério de precificação do gás vendido aos consumidores finais está definido nos contratos de concessão, que variam de estado para estado.

Exemplificando o caso do Estado de São Paulo, o critério utilizado para a definição do preço final do gás é o de tarifas-teto, através do qual são instituídas margens máximas, que representam os preços máximos a serem praticados pelas três concessionárias estaduais (Comgás, GásBrasiliiano e GasNatural).

A tarifa teto (TT) de distribuição de gás canalizado é formada pelo somatório do Preço do Gás (Pg), do Preço do Transporte (Pt) e da Margem de Distribuição (Md), exemplificada pela expressão:  **$TT = Pg + Pt + Md$** . Para as tarifas-teto, são estabelecidas diversas classes tarifárias, que seguem o critério volumétrico de consumo e são aplicáveis aos seguintes grupos de usuários: (i) Classes de 1 a 10; (ii) Gás Natural Veicular; (iii) Segmento Industrial; (iv) Pequena Cogeração; (v) Cogeração e Termoelétricas; e (vi) Interruptível (Site ARSESP).

A cada ano, a ARSESP (Agência Reguladora de Saneamento e Energia do Estado de São Paulo) emite nova Portaria para reajustar as margens de distribuição (Md), na data de

aniversário das assinaturas dos contratos de concessão, pelo índice acumulado do IGP-M dos últimos doze meses. No entanto, portarias de atualização da tarifa podem surgir a qualquer momento, contanto que haja variações significativas nos preços da *commodity*. Já a revisão tarifária é um processo quinquenal, que tem como objetivo rever os cálculos das tarifas por parte das concessionárias e incluir possíveis alterações de custo de capital, custo operacional, investimentos na expansão de capacidade do sistema de distribuição, entre outros.

É importante ressaltar que a formação da margem média de distribuição leva em conta a metodologia de formação de tarifas '*Cost Plus*', isto é, considera a remuneração mínima do capital investido pelas distribuidoras locais (Soares, 2004). No Estado de São Paulo, diferentemente dos outros estados, não é estipulado um valor exato para a margem. Sua regulação é feita pela metodologia de margem máxima, a qual objetiva que as concessionárias paulistas obtenham uma rentabilidade apropriada sobre os investimentos por elas realizados.

Neste contexto de precificação do gás natural aos consumidores finais, as margens de distribuição se tornam o cerne da questão, pois a prática de margens elevadas pode prejudicar a competitividade do gás frente aos energéticos substitutos. Além disso, as empresas distribuidoras podem exercer margens suficientemente grandes para manter altas rentabilidades ao mesmo tempo em que o preço seja sustentável para o consumidor cativo, mas que não permitam novos consumidores de gás (preços proibitivos), prejudicando a expansão do mercado. Atualmente no Brasil, a margem da distribuição inclusa na tarifa de gás natural destinado ao consumo industrial corresponde em média a US\$ 3,16/MMBtu, com participação de 18,8% na tarifa industrial de gás (Firjan, 2011).

**Tabela 5- Margens de Distribuição Inclusas nas Tarifas de Gás Natural Industrial por Estado**

Estado	Margem de Distribuição US\$/MMBtu
ES	1,66
CE	1,78
RN	1,78
MS	2,10
MG	2,37
SE	2,79
BA	2,79
AL	2,96
PE	3,18
SP	3,30
RJ	3,34
SC	3,75
PB	3,76
RS	5,23
PR	5,86

Fonte: Firjan, 2011.

Frequentemente, agentes do mercado de gás natural, como a Petrobrás e grandes indústrias, argumentam que as margens cobradas pelas distribuidoras são extremamente altas e que prejudicam muito a competitividade do gás, assim como a competitividade das indústrias que utilizam o gás natural. Na indústria química, por exemplo, o gás natural usado como matéria-prima chega a representar 80% dos custos do produto, na fabricação de resinas sintéticas, amônia, negro de fumo (usado na produção de pneus) e detergentes (Site GASNET).

No início do ano de 2012, empresários do Estado de São Paulo foram surpreendidos com a notícia de que as tarifas da distribuidora Comgás iriam ser reajustadas em até 22% a partir de 1º de junho, fato que o setor industrial considerou inadmissível, pois desde maio do ano de 2011 as três altas de tarifas já totalizariam 45% de aumento.

*“Com o aumento informado aos clientes, a Comgás passará a ter o gás mais caro do Brasil, segundo cálculos da Abrace. Até então, as distribuidoras do Paraná e do Rio Grande do Sul lideravam o ranking nacional. Para os representantes da indústria, hoje a margem de distribuição da concessionária paulista chega a ser igual ou superior a tarifa final de diversos países, como Arábia Saudita, Canadá, México e Estados Unidos”. (GASNET, 18/05/2012)*

Por outro lado, as distribuidoras locais alegam que precisam repassar os aumentos no preço do gás, que são impostos pela Petrobras através de regras contidas nos contratos de compra e venda de gás natural. Além disso, as distribuidoras ainda questionam a falta de

transparência na formação da tarifa de transporte do gás, que pode representar grande parte da tarifa final, e ainda, criticam o fato de apenas a margem de distribuição ser alvo de regulação na formação do preço final do gás.

O que se constata é que há alguns pontos de incerteza no processo de formação de preços do gás natural, seja na sistemática de precificação da Petrobras, seja na definição das margens de distribuição, que acabam por prejudicar a competitividade e expansão do uso do gás natural na matriz energética brasileira.

## **II.2 Marco Regulatório da Indústria de Gás Natural Brasileira**

A evolução no marco regulatório da recente história do gás natural se deu a partir da criação da Constituição Federal de 1988, a qual definiu que o segmento de distribuição de gás natural canalizado era competência dos estados da federação. Em 1995, foram lançadas emendas constitucionais que permitiam que as atividades ao longo da cadeia do gás fossem realizadas por empresas estatais ou privadas, o que até então não era permitido já que a Petrobras detinha o monopólio dessas atividades. Esta última medida gerou grande impacto na estrutura da IGN, uma vez que a entrada de novos produtores e comercializadores no ramo de gás natural permitiu a adoção de práticas competitivas. Para manter-se na atividade de distribuição, a Petrobras adotou como estratégia se tornar acionista de quase todas as empresas de distribuição do país, o que se vê até hoje (Pinto Jr et. al. 2007 e Nota Técnica nº 013/2009, ANP, 2009).

Logo após, em 1997, foi instituída a chamada Lei do Petróleo (Lei 9.478/97). Nessa época, o gás natural era tratado como um subproduto do petróleo e por isso grande volume de gás ainda era queimado nas plataformas de petróleo, pois a Petrobras ainda não tinha estrutura técnico-econômica viável para a produção de todo o gás associado que era retirado junto com o petróleo. Um marco relevante desta Lei foi a criação da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) e do Conselho Nacional de Política Energética (CNPE), responsáveis pela regulação das atividades relacionadas às indústrias de petróleo, gás natural e derivados. A Lei do Petróleo deu ênfase à necessidade de criar um ambiente competitivo de mercado, permitindo a multiplicidade de produtores e importadores de gás. Com esse objetivo, a Lei impôs a ANP o papel de regular esses agentes para garantir as condições necessárias à competição. Duas medidas importantes previstas na lei merecem destaque:

- (i) A separação das atividades de produção, transporte e distribuição de gás natural (“*Unbundling*”).
- (ii) O livre acesso de terceiros à infraestrutura de transporte (Pinto Jr. et. al., 2007).

Em relação ao primeiro ponto (i), pode-se dizer que foi um passo a frente, na medida em que determinou que a Petrobras não apenas fizesse a separação contábil da atividade de transporte (considerada monopólio natural), como também a separação jurídica, exigindo que a Petrobras criasse empresas subsidiárias para construir e operar dutos e terminais. Entretanto, não foi considerada uma medida suficiente para segmentar por completo as atividades da cadeia, já que não foram colocadas limitações à participação de grupos econômicos nestes diferentes segmentos (Nota Técnica nº 013/2009, ANP, 2009). Isso significa que a Petrobras, por meio de suas subsidiárias, continua tendo um enorme poder de mercado que dá a empresa a chance de criar barreiras à entrada de novos agentes econômicos, enfraquecendo, portanto, a tentativa da nova legislação de alterar a estrutura monopolista do mercado de gás.

O mais recente marco regulatório veio em março de 2009, com a publicação da Lei 11.909/09, mais conhecida como Lei do Gás. A legislação foi feita exclusivamente para a IGN e trata de normas específicas às atividades de transporte, tratamento, processamento, estocagem, liquefação, regaseificação e comercialização de gás natural.

A principal mudança trazida pela Lei supracitada em relação à Lei do Petróleo foi um ordenamento jurídico específico, principalmente para o segmento de transporte de gás, setor este estratégico para incentivar a concorrência na indústria como um todo. Além disso, vale destacar outras mudanças importantes trazidas pela Lei 11.909/09, como:

- Introdução da modalidade de concessão, mediante licitação, para exploração das atividades de transporte de gás natural, mantendo-se a modalidade de autorização apenas para gasodutos de transporte que envolvam acordos internacionais;
- Obrigatoriedade da realização de Chamada Pública para contratação de capacidade de transporte firme, que deve acontecer previamente à outorga de autorização ou a licitação para a concessão da atividade de transporte (construção ou ampliação de gasodutos);

- Definição de novos agentes da indústria, sendo esses, o autoprodutor, o consumidor livre e o auto importador;
- Delimitação e alteração do escopo de atuação de cada agente do poder público (Estado, ANP e MME) (Nota Técnica nº 013/2009, ANP, 2009).

Certamente, a nova Lei do Gás aprimorou os instrumentos disponíveis para a regulação da indústria do gás natural, que favorecem o desenvolvimento e amadurecimento da IGN. Contudo, como já foi exposto, cabem melhorias à Lei. A tentativa de separar os diversos segmentos da cadeia do gás através da técnica de *Unbundling*, adotada em diversos países com indústrias de gás natural maduras, não foi em todo bem sucedida. Além da separação contábil e jurídica das atividades de transporte, é preciso adotar a separação societária. Dessa forma, os potenciais competidores teriam a chance de entrar neste mercado de forma competitiva, mudando de vez a estrutura de mercado.

*“Apenas permitindo um acesso não discriminatório às atividades de monopólio natural na cadeia é possível incentivar a competição nas atividades potencialmente concorrenciais, criando as condições para o desenvolvimento do mercado de comercialização do gás de forma competitiva (Nota Técnica nº 013/2009, ANP, 2009, pág. 31)”.*

#### **Tabela 6- Alterações na Cadeia do Gás Natural com a Promulgação da Lei do Gás**



	<b>Lei 9.478/1997 (Lei do Petróleo)</b>	<b>Lei 11.909/2009 (Lei do Gás)</b>
<b>Acesso</b>	Negociado entre as partes	Para o transporte firme, definido em chamada pública. Para os transportes interruptível e extraordinário, a serem regulamentados pela ANP
<b>Tarifas de transporte</b>	Negociadas entre as partes	Estabelecidas pela ANP nos casos de concessão ou aprovada, nos casos de autorização
<b>Estocagem</b>		Concedida ou autorizada pela ANP
<b>Importação</b>	Autorizada pela ANP	Autorizada pelo Ministério de Minas e Energia
<b>Comercialização</b>	Livre	Autorizada pela ANP
<b>Contingência</b>	-	Supervisão, pela ANP, da movimentação de gás nas redes de transporte. Ministério coordena Comitê de Contingência
<b>Transporte</b>	Autorizado pela ANP (Não havia contratos firmados com o poder público nem data de expiração da autorização.)	Concedido pela ANP (Contratos de concessão firmados com a ANP, com vigência de 30 anos. Autorizações da ANP em casos particulares.)
<b>Qualidade do gás</b>	Estabelecida pela ANP	Estabelecida pela ANP
<b>Contratos de transporte</b>	Enviados à ANP depois de firmados	Aprovados previamente pela ANP
<b>Novos gasodutos</b>	Propostos pelos agentes de mercado	Propostos pelo Ministério de Minas e Energia

Fonte: Folder Lei do Gás, ANP, 2009.

Como já dito anteriormente, na maioria dos estados a regulação do setor de distribuição de gás é feita pelas agências reguladoras, criadas pelos Estados, a quem compete à exploração dos serviços locais de gás canalizado, conforme a Constituição Federal. Portanto, a legislação federal analisada acima não se aplica a este setor. Torna-se então necessário abordar a diante a regulação específica do setor de distribuição, que assim como o setor de transporte, é considerado estratégico para o desenvolvimento da IGN, na medida em que também tem potencial para se tornar competitivo, apesar de ser considerado um caso de monopólio natural.

### **II.3 Regulação da Atividade de Distribuição de Gás Natural**

A atividade de distribuição, assim como o segmento de transporte, depende da construção, operação e manutenção de redes físicas de gasodutos, portanto, demanda grandes volumes de capital na fase inicial de implantação. Como já foi dito, essa característica faz com que este segmento se caracterize por um monopólio natural. Entretanto, é válido destacar

que apenas a distribuição física é tratada como monopólio natural. As demais atividades que acabam sendo realizadas também pelas distribuidoras como comercialização do gás e medição, não apresentam características de monopólio (Ferraro apud Filgueiras, 2009).

Tanto a atividade de distribuição em si como a regulação deste serviço competem aos estados da Federação. Após a promulgação da Constituição Federal de 1988, que instituiu esta responsabilidade aos estados, foram criadas distribuidoras estatais e também foram dadas, através da criação da Emenda Constitucional nº5, concessões às empresas privadas para realizar as atividades de distribuição.

#### **Tabela 7- Distribuidoras de Gás Natural do Brasil**

<b>DISTRIBUIDORAS</b>
<b>Região Norte</b>
<b>CIGÁS</b> – Companhia de Gás do Amazonas
<b>GÁS DO PARÁ</b> – Companhia de Gás do Pará
<b>GASAP</b> – Companhia de Gás do Amapá
<b>RONGÁS</b> – Companhia Rondoniense de Gás
<b>Região Centro-Oeste</b>
<b>CEBGAS</b> – Companhia Brasiliense de Gás
<b>GOIASGÁS</b> – Agência Goiana de Gás Canalizado S/A
<b>MSGÁS</b> – Companhia de Gás do Estado de Mato Grosso do Sul
<b>MTGÁS</b> – Companhia Mato-grossense de Gás
<b>Região Nordeste</b>
<b>ALGÁS</b> – Gás de Alagoas S/A
<b>BAHIAGÁS</b> – Companhia de Gás da Bahia
<b>CEGÁS</b> – Companhia de Gás do Ceará
<b>COPERGÁS</b> – Companhia Pernambucana de Gás
<b>GASMAR</b> – Companhia Maranhense do Gás
<b>GASPISA</b> – Companhia de Gás do Piauí
<b>PBGÁS</b> – Companhia Paraibana de Gás
<b>POTIGÁS</b> – Companhia Potiguar de Gás
<b>SERGÁS</b> – Sergipe Gás S/A
<b>Região Sudeste</b>
<b>BR-ES</b> – Petrobras Distribuidora
<b>CEG</b>
<b>CEG RIO</b>
<b>COMGÁS</b> – Companhia de Gás de São Paulo
<b>GAS NATURAL SÃO PAULO SUL S.A</b>
<b>GAS BRASILIANO LTDA.</b>
<b>GASMIG</b> – Companhia de Gás de Minas Gerais
<b>Região Sul</b>
<b>COMPAGAS</b> – Companhia Paranaense de Gás
<b>SCGÁS</b> – Companhia de Gás de Santa Catarina
<b>SULGÁS</b> – Companhia de Gás do Estado do Rio Grande do Sul

Elaboração Própria a partir de ABEGÁS.

No Brasil, os principais instrumentos legais vinculados ao setor de distribuição de gás natural são as Leis Estaduais de Constituição das Companhias Distribuidoras Locais (CDLs) (i) e os Contratos de Concessão para Exploração do Serviço de Distribuição de Gás (ii). Os agentes públicos responsáveis pela regulação em cada estado da federação são as agências reguladoras estaduais ou secretarias estaduais correspondentes, que devem controlar as tarifas de distribuição, a qualidade e eficiência do serviço prestado e os investimentos a serem feitos

pelas distribuidoras concessionárias. Além disso, a regulação deve seguir, dentre outros, os seguintes fundamentos:

- Fomento à concorrência nos segmentos da indústria nos quais a mesma seja viável;
- Correção das imperfeições de mercado;
- Definição de normas para o livre acesso às redes de distribuição de gás;
- Garantia de modicidade tarifária;
- Incentivo à eficiência;
- Garantia da qualidade do serviço;
- Preservação do equilíbrio econômico-financeiro dos contratos de concessão (Nota Técnica nº 007/2004, ANP, 2004).

**Tabela 8- Agências Reguladoras Estaduais**

<b>Acre</b>	<b>AGEAC</b> - Agência Reguladora de Serviços Públicos do Estado do Acre
<b>Alagoas</b>	<b>ARSAL</b> - Agência Reguladora de Serviços Públicos do Estado de Alagoas
<b>Amazonas</b>	<b>ARSAM</b> - Agência Reguladora de Serviços Públicos Concedidos do Estado do Amazonas
<b>Bahia</b>	<b>AGERBA</b> - Agência Estadual de Regulação dos Serviços Públicos de Energia, Transportes e Comunicações da Bahia
<b>Ceará</b>	<b>ARCE</b> - Agência Reguladora de Serviços Públicos Delegados do Estado do Ceará
<b>Espírito Santo</b>	<b>ASPE</b> - Agência de Serviços Públicos de Energia do Estado do Espírito Santo
<b>Goiás</b>	<b>AGR</b> - Agência Goiânia de Regulação, Controle e Fiscalização de Serviços Públicos
<b>Mato Grosso</b>	<b>AGER</b> - Agência Estadual de Regulação dos Serviços Públicos Delegados do Estado do Mato Grosso
<b>Mato Grosso do Sul</b>	<b>AGEPAN</b> - Agência Estadual de Regulação de Serviços Públicos de Mato Grosso do Sul
<b>Pará</b>	<b>ARCON</b> - Agência de Regulação e Controle dos Serviços Públicos do Pará
<b>Paraíba</b>	<b>ARPB</b> - Agência de Regulação do Estado da Paraíba
<b>Pernambuco</b>	<b>ARPE</b> - Agência de Regulação de Pernambuco
<b>Rio de Janeiro</b>	<b>AGENERSA</b> - Agência Reguladora de Energia e Saneamento Básico do Estado do Rio de Janeiro
<b>Rio Grande do Norte</b>	<b>ARSEP</b> - Agência Reguladora de Serviços Públicos do RN
<b>Rio Grande do Sul</b>	<b>AGERGS</b> - Agência Estadual de Regulação dos Serviços Públicos Delegados do RS
<b>São Paulo</b>	<b>ARSESP</b> - Agência Reguladora de Saneamento e Energia do Estado de São Paulo
<b>Tocantins</b>	<b>ATR</b> - Agência Tocantinense de Regulação, Controle e Fiscalização de Serviços Públicos do Estado do Tocantins

Elaboração própria a partir de dados da ABAR – Associação Brasileira das Agências de Regulação.

(i) *Leis Estaduais de Constituição das Companhias Distribuidoras Locais (CDLs)*

Os Estados que detêm majoritariamente o controle acionário das Companhias Distribuidoras Locais que atuam em seu território, contam com Leis Estaduais que autorizam a criação de tais distribuidoras. Em geral, estas Leis são similares e discorrem, sobre a formação societária da distribuidora, a determinação do objeto social da empresa, a definição do compromisso com a sociedade através da atividade fim, a fixação do capital social inicial, a garantia ao Estado de participação mínima de 51% no capital votante da concessionária e a concessão para a exploração dos serviços públicos de distribuição de gás, mediante contratos de concessão, entre outros (Nota Técnica nº 007/2004, ANP, 2004).

Ao determinar o objeto social da distribuidora como sendo a exploração dos serviços locais de gás canalizado, as Leis Estaduais não definem claramente quais são tais serviços locais. Dessa forma, fica implícito que as concessionárias podem realizar tanto a distribuição física do gás quanto a comercialização deste. Este fato se torna um prejuízo para a indústria do gás natural brasileira, já que o ideal deveria ser a separação destas duas atividades distintas, uma vez que a primeira é considerada monopólio natural e a segunda é potencialmente competitiva. Atualmente, as distribuidoras estaduais realizam o serviço conjunto, comprometendo a competitividade do gás natural que poderia ter tarifas menores para os usuários caso a atividade de comercialização fosse disputada entre diversos concorrentes. Uma exceção à regra é a criação do usuário chamado consumidor livre, porém não é uma medida obrigatória e apenas permitida nos Estados do Rio de Janeiro e São Paulo.

Outro ponto incoerente das Leis Estaduais supracitadas, é que se exige que a concessionária além de implantar e operar as redes de distribuição física do gás, também realize os sistemas de compressão, liquefação, descompressão, vaporização, distribuição a granel e no varejo, entre outros, que sejam necessários para que o gás chegue ao consumidor final. Entretanto, o desempenho destas atividades correlatas, exige regulamentação em âmbito federal, criando assim um conflito em relação ao aparato regulatório, uma vez que a distribuição é regulamentada em âmbito estadual (Nota Técnica nº 007/2004, ANP, 2004).

*(ii) Contratos de Concessão para a Exploração de Serviços Públicos de Distribuição de Gás Canalizado*

Em todos os Estados, tendo estes Leis Estaduais ou não, a concessão para a exploração dos serviços públicos de distribuição de gás canalizado é feita através dos Contratos de Concessão assinados pelos governos estaduais (Poder Concedente) e pelas Companhias Distribuidoras Locais (Concessionárias). Por meio dos contratos, as distribuidoras garantem a exclusividade, na área de concessão, de distribuir o gás para qualquer uso, na quantidade que for necessária e por longos períodos que variam de 30 a 50 anos, podendo normalmente ser prorrogados mais uma vez pelo mesmo período.

Existem, atualmente, três tipos de contratos diferentes. O primeiro é aplicável às empresas distribuidoras estatais, ou seja, que possuem como controlador majoritário os Estados nos quais estão localizadas. Grande parte destes contratos foi assinada na década de

90, quando a tendência do setor ainda era de controle estatal. Os outros dois são contratos ratificados nos Estados do Rio de Janeiro e São Paulo, com empresas privadas. No Rio de Janeiro, os contratos seguem um modelo elaborado pela antiga ASEP (atual AGENERSA), que são considerados mais avançados que o primeiro tipo e tem como signatárias as empresas privatizadas CEG e CEG-Rio. Já os contratos assinados em São Paulo pelas concessionárias, COMGÁS, Gás Brasileiro e Gás Natural São Paulo Sul, são tidos como os mais modernos e que estão mais ajustados com a necessidade de desenvolver o mercado nacional de gás.

De modo geral, tais contratos são instrumentos análogos, que discorrem sobre os seguintes pontos:

- a) Prazos de concessão e prorrogação
- b) Condições de prestação dos serviços de distribuição
- c) Metas de expansão do sistema e qualidade dos serviços prestados
- d) Investimentos
- e) Prerrogativas e deveres das CDLs
- f) Direitos e obrigações dos usuários
- g) Metodologia de cálculo e revisão das tarifas
- h) Fiscalização dos serviços pelo Poder Concedente
- i) Penalidades aplicáveis às concessionárias por eventual descumprimento de seus deveres
- j) Casos de intervenção na concessão
- k) Extinção da concessão e reversão dos bens vinculados, entre outros (Nota Técnica nº 007/2004, ANP, 2004).

Dentre todos estes enfoques, algumas cláusulas se diferem bastante de um tipo de contrato para outro. Nos contratos firmados em todo o país, exceto São Paulo e Rio de Janeiro, se nota a ausência de aspectos fundamentais que impulsionem o desenvolvimento do mercado de gás natural e ao mesmo tempo incentivem a concorrência entre os agentes na comercialização do gás.

Os contratos das concessionárias CEG e CEG-Rio, que são mais recentes, já dispõem de cláusulas mais rígidas em relação à regulação do serviço e que moderadamente incentivam a concorrência e o desenvolvimento do setor, como por exemplo, a existência do consumidor livre e a possibilidade de *by pass* comercial. Contudo, atualmente, o Estado de São Paulo é

aquele que possui os contratos de concessão mais modernos e que, portanto, cumpre melhor o dever de regular o segmento, exigindo maiores investimentos para a estrutura de escoamento do gás natural, ganhos de eficiência, tarifas módicas, entre outros.

Isto posto, será analisado a seguir especificamente alguns tópicos importantes do contrato de concessão de distribuição de gás da maior distribuidora local de São Paulo, a Companhia de Gás de São Paulo – COMGÁS, uma vez que esta é a empresa que será analisada no Estudo de Caso deste trabalho.

## **II.4 Aspectos Relevantes do Contrato de Concessão da Companhia de Gás de São Paulo – Comgás**

O contrato que outorga e regula a concessão para a exploração dos serviços públicos de distribuição de gás canalizado pela Comgás foi firmado em 31 de Maio de 1999, entre o Estado de São Paulo e a Companhia de Gás de São Paulo – Comgás. Como é muito grande o número de cláusulas constantes no dito contrato, serão analisadas aquelas consideradas centrais e pertinentes a este trabalho de pesquisa.

### **○ Prazo de Concessão:**

A partir da data de assinatura do Contrato (31/05/1999), a Comgás tem o prazo de concessão do serviço de trinta anos, podendo ser prorrogado uma única vez por mais 20 anos, mediante requerimento da concessionária. Dentre todos os contratos de concessão, este é o menor prazo, sendo o maior de cinquenta anos.

Prazos de concessão extensos exigem que as agências reguladoras controlem frequentemente o desempenho das CDLs. Caso a prestação do serviço não esteja adequada às normas estipuladas pelos órgãos reguladores, a empresa distribuidora deve corrigir tais imperfeições sob pena de sofrer sanções ou até perder a concessão do serviço, em casos mais graves (Nota Técnica nº 007/2004, ANP, 2004).

### **○ Comercialização do Gás e *By Pass* Comercial:**

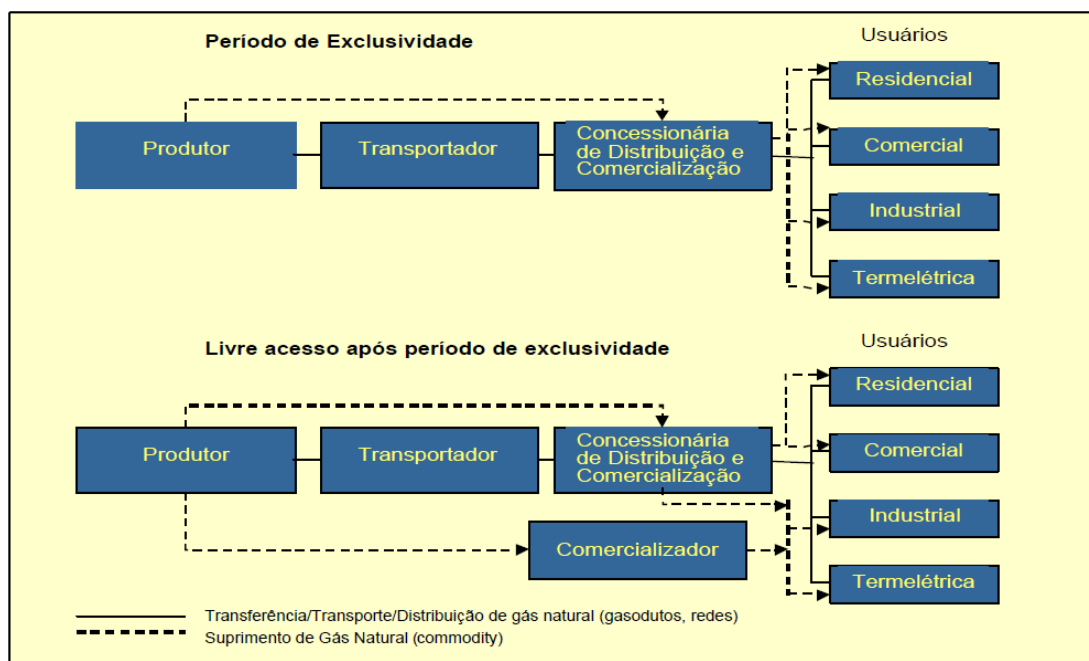
De acordo com a Sexta, Sétima e Oitava Subcláusulas, da Cláusula Quinta do referido contrato, a Comgás possui exclusividade na comercialização do gás aos usuários residenciais



e comerciais, durante todo o prazo de concessão. Já aos demais usuários, a exclusividade termina após doze anos de vigência do contrato, tornando então possível o *by pass* comercial àqueles consumidores que quiserem ser livres, desde que estes se manifestem com antecedência mínima de dois anos. Neste caso, mediante pagamento de margem de distribuição aplicável, a concessionária deve assegurar a estes usuários o livre acesso não discriminatório às suas redes de distribuição.

Como afirma a ANP, a introdução da concorrência no segmento de comercialização de gás natural deve ser acompanhada também por um incentivo ao aumento de agentes que demandem o energético, de maneira que a oferta e a demanda de gás se equilibrem, desenvolvendo o mercado de forma competitiva.

**Figura 4- Comercialização de Gás Natural no Período de Exclusividade da Concessionária e Após a Liberalização a Alguns Consumidores**



Fonte: Comissão de Serviços Públicos de Energia - CSPE apud ANP (2004)

#### ○ Separação Jurídica e Contábil das Atividades de Comercialização e Distribuição de Gás

O contrato de concessão da concessionária Comgás é um dos mais modernos do Brasil. Por isso, já conta com uma cláusula que determina que a concessionária deva separar as informações contábeis relacionadas aos seus diversos serviços, como: produção,

importação, comercialização, distribuição e armazenamento de gás, bem como atividades não correlatas. Dessa maneira é possível identificar as receitas, despesas e custos associados a cada atividade. Tal medida já é considerada um avanço na regulação do setor de distribuição, pois traz mais transparência à formação das tarifas e dificulta a prática de subsídios cruzados.

Neste caso, a separação jurídica também é um artifício que pode ser acionado pela agência de regulação de São Paulo. Conforme a Primeira Cláusula, Quarta Subcláusula, do contrato de concessão da Comgás, "Para exercício das atividades previstas na Subcláusula anterior, a CSPE poderá exigir que a CONCESSIONÁRIA estabeleça pessoas jurídicas distintas, quando as entender necessárias para maior transparência do negócio."

Como já foi dito anteriormente neste trabalho, outra separação importante com a intenção de incentivar a competição no mercado de gás, é a separação societária. A Comgás é uma das poucas distribuidoras brasileiras que não tem a Petrobras como acionária, diferentemente da maioria do país. Contudo, na regulação atual, no próprio contrato de concessão, não há nada que impeça que, esta empresa que praticamente domina o mercado de gás, se torne acionista majoritária de mais uma distribuidora e atue de forma verticalizada na cadeia do gás natural, prejudicando a competição e o desenvolvimento do mercado gasífero.

- Investimentos:

Quanto à expansão e ampliação dos sistemas de distribuição de gás canalizado, a Comgás é obrigada a providenciar novas instalações e manter e ampliar as já existentes, para assegurar o atendimento à atual e futura demanda do mercado de gás canalizado de sua área de concessão. Por meio de metas rigorosas de investimento a serem cumpridas pela concessionária, o contrato defende a necessidade de instalação de uma infraestrutura adequada à evolução do consumo deste energético durante o longo período de concessão. E, ainda, caso as metas não sejam cumpridas, no prazo de dez anos, a partir do início da vigência dos contratos, a concessionária pode sofrer pena de redução de suas margens.

Segundo a Cláusula Sétima do dito contrato, tais metas se referem, dentre outros assuntos, à: acréscimo mínimo de usuários; ampliação da rede de distribuição; plano de substituição de medidores; adoção de Programa de Renovação das Redes de Ferro Fundido e Programa de Substituição de Ramais, submetidos previamente à aprovação da CSPE (atual

ARSESP); e instalação de unidades de correção de medição para a pressão e temperatura nos pontos de fornecimento para todas as instalações com consumo médio mensal superior a 50.000 m<sup>3</sup>, até no máximo o quinto ano da concessão.

Finalmente, a agência reguladora do Estado de São Paulo deve exigir que a concessionária apresente um Plano Quinquenal de Investimentos e Obras, que contemple questões como segurança, satisfação dos usuários e qualidade do serviço. Caberá a ARSESP, ano a ano, acompanhar as projeções deste Plano e sua efetiva realização.

○ Cobrança de Tarifas Inferiores às Tarifas-Teto:

De acordo com a Segunda Subcláusula da Décima Primeira Cláusula do contrato de concessão, é autorizada a cobrança de tarifas inferiores às tarifas tetos fixadas pela CSPE, nas seguintes condições:

- (i) Desde que não implique pleitos compensatórios posteriores quanto à recuperação do equilíbrio econômico-financeiro;
- (ii) Resguardada a condição de que a concessionária não pode dispensar tratamento discriminatório, inclusive tarifário, a usuários em situações similares;
- (iii) Além das demais condições, quando se tratar dos segmentos dos usuários Residencial e Comercial: a) deverá submeter à aprovação da CSPE os descontos, bem como suas alterações e eventuais extinções; b) a CSPE para a aprovação levará em conta, ainda, o enquadramento de descontos em propostas da concessionária, objetivando promoções comerciais temporárias, programas de incentivo à expansão do consumo, e programas de pesquisa, desenvolvimento e de melhoria da eficiência energética.

Pode-se concluir que apesar do aparato regulatório do setor de distribuição de gás canalizado não ser atualmente completo, no sentido de incentivar de maneira efetiva a competição na atividade de comercialização do gás e o aumento do uso do gás natural na matriz energética, especificamente o contrato de concessão da Comgás, considerado o modelo mais moderno, já está bem avançado nesse sentido.

Contudo, será feita a seguir uma avaliação dos dados econômico-financeiros da distribuidora Comgás com o intuito de verificar se a regulação vigente permite que a empresa tenha uma rentabilidade excessiva com o exercício da atividade de distribuição de gás canalizado, ou se os resultados estão de acordo com níveis nacionais e internacionais.

### **CAPÍTULO III - MODELO MATEMÁTICO DE ESTIMAÇÃO DO DESCONTO PRATICADO PELA COMGÁS AO SETOR INDUSTRIAL E AVALIAÇÃO ECONÔMICO-FINANCEIRA DA DISTRIBUIDORA**

O presente capítulo tem como objetivos desenvolver uma metodologia para estimar os descontos concedidos pela Comgás ao setor industrial, analisar o impacto da prática dos descontos nos resultados econômico-financeiros da empresa nos últimos cinco anos e, por último, avaliar o nível de rentabilidade da Comgás em relação às empresas similares do mercado brasileiro e internacional.

#### **III.1 Perfil da Companhia de Gás de São Paulo - Comgás**

A companhia de Gás de São Paulo, mais conhecida como Comgás, destaca-se como a maior distribuidora de gás natural canalizado do Brasil. Criada em 1872, a companhia foi privatizada em 1999 e possui atualmente como acionista majoritária a Cosan S.A. Indústria e Comércio, que desde novembro de 2012 concluiu a compra da participação de 60,05% da Comgás do Grupo BG (antiga *British Gas*). Os outros acionistas da Comgás são: Shell Brazil Holding (6,34%), *Integral Investments BV* (11,86%) – que possui como principal acionista a Shell Gas BV, e outros acionistas (21,75%) que adquirem os papéis da companhia no mercado de ações. Desde 1997, as ações da distribuidora são negociadas na Bolsa de Valores de São Paulo (Relatório Anual da Comgás, 2012).

A área de concessão atendida pela Comgás é formada por 177 municípios, que corresponde a 27% do Produto Interno Bruto do país. A companhia está presente em 71 cidades da Região Metropolitana de São Paulo, Região Administrativa de Campinas, Baixada Santista e Vale do Paraíba e a rede de distribuição é a maior do país com mais de nove mil quilômetros de extensão.

#### **III.2 Modelo Matemático de Estimação do Desconto Praticado pela Comgás ao Setor Industrial**

Como já abordado anteriormente neste trabalho, a distribuidora Comgás, concede descontos na tarifa-teto que poderia ser cobrada aos clientes do segmento industrial, como forma de ganhar participação no mercado de gás natural. Considerados os maiores

consumidores do volume de gás natural entregue pela Comgás, os clientes industriais são favorecidos por tais descontos, uma vez que podem consumir outros energéticos substitutos caso o preço do gás não seja economicamente viável.

Nesse contexto, observou-se a necessidade de estimar o total de desconto concedido a estes clientes e medir o quanto a empresa ganharia de receita bruta sem os descontos, caso aplicasse as tarifas-teto deliberadas pela ARSESP.

### III.2.1 Metodologia

O estudo analisou dados referentes ao período de janeiro a dezembro de 2012 da distribuidora Comgas. O volume total de gás natural distribuído para os clientes industriais e o número de clientes do segmento industrial foram obtidos no Relatório Anual de 2012, disponibilizado pela empresa. As tarifas-teto autorizadas pela ARSESP foram obtidas a partir das Deliberações nºs 283, 340, 356 e 379 da agência. Tais tarifas são compostas por uma parcela fixa e outra variável, de acordo com a classe de consumo (**Tabela 9**). Foi adicionado às tarifas deliberadas pela ARSESP o ICMS de 12%, que deve ser incluído pela Comgás no preço da tarifa final cobrada aos consumidores, já que a ARSESP publica os valores sem o ICMS.

**Tabela 9. Tarifas-Teto Comgás Deliberadas pela ARSESP – Segmento Industrial / 2012 / Com ICMS.**

Classe	Segmento Industrial Volume m <sup>3</sup> /mês	a partir de 10/12/2011		a partir de 31/05/2012		a partir de 29/11/2012	
		FIXO R\$/mês	VARIÁVEL R\$/mês	FIXO R\$/mês	VARIÁVEL R\$/mês	FIXO R\$/mês	VARIÁVEL R\$/mês
1	Até 50.000,00 m <sup>3</sup>	164,39	1,616865	169,61	1,802225	169,61	1,884975
2	50.000,01 a 300.000,00 m <sup>3</sup>	25.718,93	1,105752	26.537,23	1,274851	26.537,23	1,357601
3	300.000,01 a 500.000,00 m <sup>3</sup>	42.864,90	1,048549	44.228,72	1,215827	44.228,72	1,298577
4	500.000,01 a 1.000.000,00 m <sup>3</sup>	48.124,31	1,038031	49.655,47	1,204975	49.655,47	1,287725
5	1.000.000,01 a 2.000.000,00 m <sup>3</sup>	69.621,53	1,016533	71.836,66	1,182793	71.836,66	1,265543
6	> 2.000.000,01 m <sup>3</sup>	107.557,81	0,997565	110.979,94	1,163222	110.979,94	1,245972

Obs: 1) Os valores incluem ICMS de 12%.

2) Cada classe é independente. Aplica-se a cada uma delas um encargo variável e um encargo fixo.

O volume mensal consumido por cada cliente no ano de 2012 não foi disponibilizado pela empresa, por ser informação confidencial e estratégica da Comgás. Desenvolveu-se então uma metodologia para estimar essa informação bem como o número de clientes por classe.

Para isso, foram considerados os seguintes dados da última revisão tarifária da Comgás (Nota Técnica Final, ARSESP, 2009):

1. Os usuários com consumo até 300 mil m<sup>3</sup>/mês representam aproximadamente 80% do total de clientes e 14% do consumo do segmento.
2. Os usuários com consumos superiores a 300 mil m<sup>3</sup>/mês e inferiores a 1 milhão m<sup>3</sup>/mês representam aproximadamente 13% do total de clientes e 21% do consumo do segmento.
3. Os usuários com consumos superiores a 1 milhão m<sup>3</sup>/mês representam aproximadamente 7% do total de clientes e 65% do consumo do segmento.

O número total de clientes do segmento industrial em 2012 foi de 1008. Com os dados da revisão tarifária, foi possível concluir que a primeira e a segunda classes de consumo juntas somam o total de 807 dos 1008 clientes, com participação de 14% no consumo do segmento. Já a terceira e quarta classes combinadas possuem 131 clientes e respondem por 21% do consumo industrial. E, por último, a quinta e a sexta classes agregam o total de 70 clientes, que consomem 65% do volume total (**Tabela 10**).

**Tabela 10: Configuração do Segmento Industrial da Comgás.**

Segmento Industrial			
Classe	Volume (m <sup>3</sup> /mês)	Número Clientes	Participação do Volume Total Mensal
1	Até 50.000,00 m <sup>3</sup>	<b>807</b>	<b>14%</b>
2	50.000,01 a 300.000,00 m <sup>3</sup>		
3	300.000,01 a 500.000,00 m <sup>3</sup>	<b>131</b>	<b>21%</b>
4	500.000,01 a 1.000.000,00 m <sup>3</sup>		
5	1.000.000,01 a 2.000.000,00 m <sup>3</sup>	<b>70</b>	<b>65%</b>
6	> 2.000.000,01 m <sup>3</sup>		

Seguindo a lógica da distribuição apresentada pela revisão tarifária e considerando que a média mensal do volume distribuído ao segmento industrial no período foi de 315.750.000 m<sup>3</sup>, foram estimados pelo modelo o volume mensal consumido e o número de clientes, para cada classe (**Tabela 11**).

**Tabela 11. Volume Médio Mensal Consumido por Classe e Número de Clientes em Cada Classe, Estimados pelo Modelo.**

Segmento Industrial			
Classe	Volume (m <sup>3</sup> /mês)	Volume Consumido (m <sup>3</sup> /mês) *	Clientes *
1	Até 50.000,00 m <sup>3</sup>	35.000 m <sup>3</sup>	408
2	50.000,01 a 300.000,00 m <sup>3</sup>	75.000 m <sup>3</sup>	399
3	300.000,01 a 500.000,00 m <sup>3</sup>	400.000 m <sup>3</sup>	85
4	500.000,01 a 1.000.000,00 m <sup>3</sup>	700.000 m <sup>3</sup>	46
5	1.000.000,01 a 2.000.000,00 m <sup>3</sup>	2.000.000 m <sup>3</sup>	41
6	> 2.000.000,01 m <sup>3</sup>	4.250.000 m <sup>3</sup>	29

\* Valores estimados para o modelo com base nos dados da última revisão tarifária da Comgás (2009).

### III.2.2 Cálculo da Receita

O cálculo da receita bruta anual da Comgás sem o desconto, isto é, o faturamento que a distribuidora teria com a venda de gás ao segmento industrial, caso aplicasse a tarifa-teto autorizada pela ARSESP, foi feito em duas etapas, a seguir:

1º) Cálculo do importe pago por usuário, para cada classe de consumo, mês a mês. Para isso, foram utilizados os dados estimados pelo modelo de volume mensal consumido por classe (**Tabela 11**) e as tarifas vigentes no ano de 2012 (**Tabela 9**). Utilizou-se a seguinte fórmula:

$$I = F + (CM \times V)$$

Sendo:

I= Importe

F = Valor do encargo Fixo

CM = Consumo Mensal em m<sup>3</sup>

V = Valor do encargo Variável

2º) Depois de calculados os importes mensais, os valores foram multiplicados pelo número de clientes de cada classe (**Tabela 11**), para assim chegar aos importes totais anuais de todas as classes.



### III.2.3 Resultados

O valor anual da receita bruta do segmento industrial da Comgás sem o desconto foi de R\$ 4.645.430.825,27 (**Tabela 12**).

**Tabela 12. Cálculo da Receita Bruta Anual da Comgás Sem o Desconto Referente ao Segmento Industrial**

Importe por Classe de Consumo (milhares de R\$)							
	1	2	3	4	5	6	Total
jan	23.156	43.351	39.294	35.638	86.210	126.069	353.719
fev	23.156	43.351	39.294	35.638	86.210	126.069	353.719
mar	23.156	43.351	39.294	35.638	86.210	126.069	353.719
abr	23.156	43.351	39.294	35.638	86.210	126.069	353.719
mai	23.156	43.351	39.294	35.638	86.210	126.069	353.719
jun	25.805	48.738	45.098	41.084	99.934	146.585	407.245
jul	25.805	48.738	45.098	41.084	99.934	146.585	407.245
ago	25.805	48.738	45.098	41.084	99.934	146.585	407.245
set	25.805	48.738	45.098	41.084	99.934	146.585	407.245
out	25.805	48.738	45.098	41.084	99.934	146.585	407.245
nov	25.805	48.738	45.098	41.084	99.934	146.585	407.245
dez	26.987	51.215	47.911	43.749	106.720	156.784	433.365
Total	297.596	560.402	514.967	468.447	1.137.377	1.666.642	4.645.431

Comparando a receita acima calculada de R\$ 4.645.430.825,27 com a receita real que a Comgás obteve com o segmento industrial em 2012 de R\$ 4.345.819.000,00 (Relatório Anual Comgás 2012), chegou-se ao valor do desconto de R\$ 299.611.825,27. Portanto, para cativar a demanda dos clientes industriais, a Comgás concedeu um desconto nas tarifas que totalizou aproximadamente 300 milhões de reais no ano de 2012.

Cabe então verificarmos o impacto da prática de descontos no resultado econômico-financeiro da empresa. Caso a distribuidora tenha tido alta rentabilidade mesmo aplicando descontos, fará sentido indicar melhorias em nível de regulação, com o objetivo de tornar o preço do gás natural mais competitivo e expandir a demanda pelo insumo.

### III.3 Resultados Econômico-Financeiros da Comgás nos Últimos Cinco Anos.

Em 2012, a Comgás terminou o ano alcançando o volume total de vendas de gás natural canalizado de 5.259 milhões de metros cúbicos, o maior total distribuído nos últimos

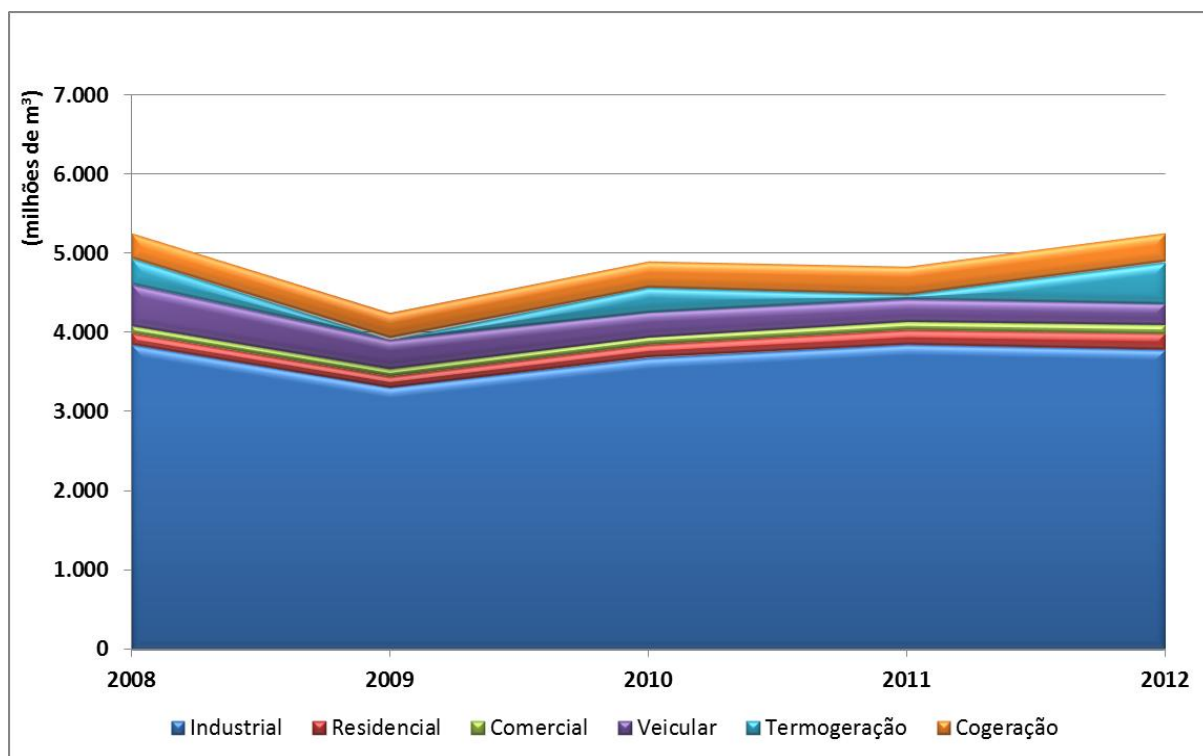
cinco anos e 8,8% acima do volume entregue em 2011. Somente os clientes do segmento industrial consumiram 3.789 milhões de m<sup>3</sup> deste total, equivalente a 72% do total distribuído, o que mostra a importância deste tipo de consumidor para a distribuidora. O restante do gás vendido foi destinado aos demais segmentos: Residencial (199 milhões de m<sup>3</sup>); Comercial (112 milhões de m<sup>3</sup>); Veicular (275 milhões de m<sup>3</sup>); Termogeração (527 milhões de m<sup>3</sup>); e Cogeração (357 milhões de m<sup>3</sup>).

**Tabela 13. Evolução das Vendas de Gás Natural por Tipo de Usuário (2008-2012)**

Vendas (milhões de m <sup>3</sup> )	2008	2009	2010	2011	2012
Industrial	3.855	3.314	3.688	3.851	3.789
Residencial	136	144	163	183	199
Comercial	100	95	101	108	112
Veicular	525	369	318	291	275
Termogeração	333	21	308	56	527
Cogeração	304	318	332	346	357
Volume Total	5.253	4.261	4.910	4.835	5.259

Fonte: Elaboração Própria a partir dos Relatórios Anuais (2008-2012) da Comgás.

**Gráfico 6. Evolução das Vendas de Gás Natural da Comgás por Tipo de Usuário (2008-2012)**



Fonte: Elaboração Própria a partir dos Relatórios Anuais (2008-2012) da Comgás.

Foi também no último ano, 2012, que a Comgás chegou a 1,2 milhão de clientes. A carteira de clientes da empresa é composta tanto por grande quantidade de clientes residenciais, que consomem pouco, quanto por poucos clientes industriais, que demandam a maior parte do gás distribuído pela companhia. Na tabela 14, cabe observar que o número de clientes industriais variou pouco nos últimos cinco anos, um indício de que o preço do gás não atraiu um número significativo de novos consumidores para este segmento. Pode-se ver que o aumento significativo se deu pelo aumento de clientes residenciais e comerciais.

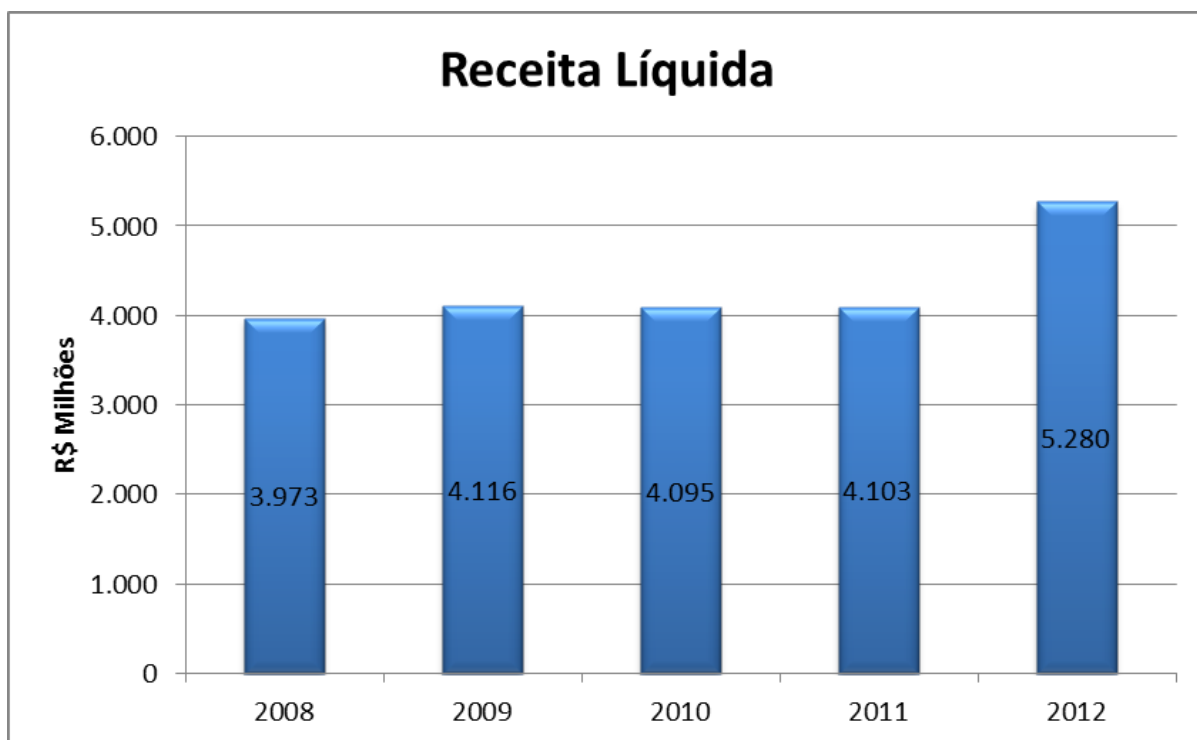
**Tabela 14. Número de Clientes da Comgás nos Últimos Cinco Anos**

Número de Clientes	2008	2009	2010	2011	2012
Residencial	765.103	869.138	977.750	1.087.705	1.202.805
Comercial	8885	9265	9760	10381	11268
Automotivo	401	373	367	357	324
Industrial	1004	973	982	1002	1008
Cogeração	20	23	23	23	25
Termogeração	2	2	2	2	2

Fonte: Elaboração Própria a partir dos Relatórios Anuais (2008-2012) da Comgás.

Em relação ao faturamento anual da distribuidora, a receita líquida que em 2008 foi de 3.973 milhões de reais, em 2012 chegou a 5.280 milhões de reais, sendo a receita exclusiva da venda do gás o montante de 4.800 milhões de reais. Como a ARSESP exige que o resultado bruto econômico seja separado por segmento, nas demonstrações financeiras da Comgás é possível verificar que o segmento industrial foi responsável pelo faturamento líquido de 3.422 milhões de reais, o que equivale a 65% do faturamento total da empresa.

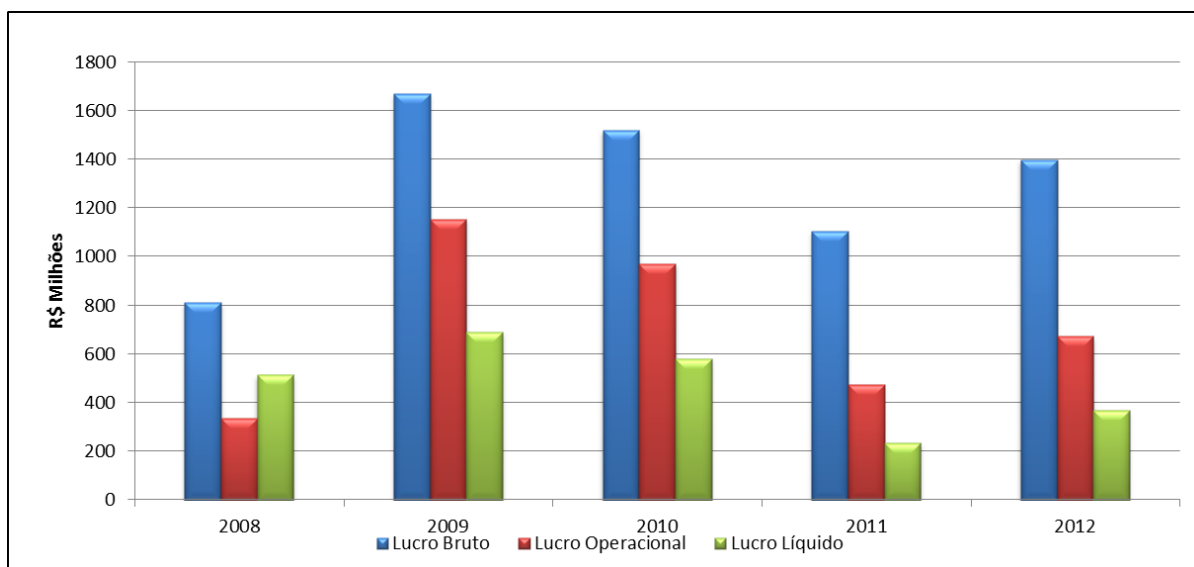
**Gráfico 7. Receita Líquida da Comgás nos Últimos Cinco Anos**



Fonte: Elaboração Própria a partir dos Relatórios Anuais (2009-2012) da Comgás.

Outro dado importante para a avaliação econômico-financeira da distribuidora Comgás é o lucro líquido, isto é, o lucro bruto (receita líquida de vendas menos o custo do gás) descontadas as despesas com vendas, despesas administrativas e operacionais, despesas financeiras líquidas, pagamento de impostos e contribuição social. Analisando o histórico dos últimos cinco anos, percebe-se que não houve uma tendência linear. No gráfico a seguir pode-se observar a evolução do lucro bruto, lucro operacional e do lucro líquido da companhia, nos últimos cinco anos.

#### **Gráfico 8. Lucro Bruto, Lucro Operacional e Lucro Líquido da Comgás nos Últimos Cinco Anos**



Fonte: Elaboração Própria a partir dos Relatórios Anuais (2009-2012) da Comgás.

### III.4 Rentabilidade da Comgás nos Últimos Cinco Anos.

Para analisar a rentabilidade da empresa e, portanto, qual o grau de êxito econômico da empresa, é possível recorrer a índices já existentes na literatura de análise financeira de empresas.

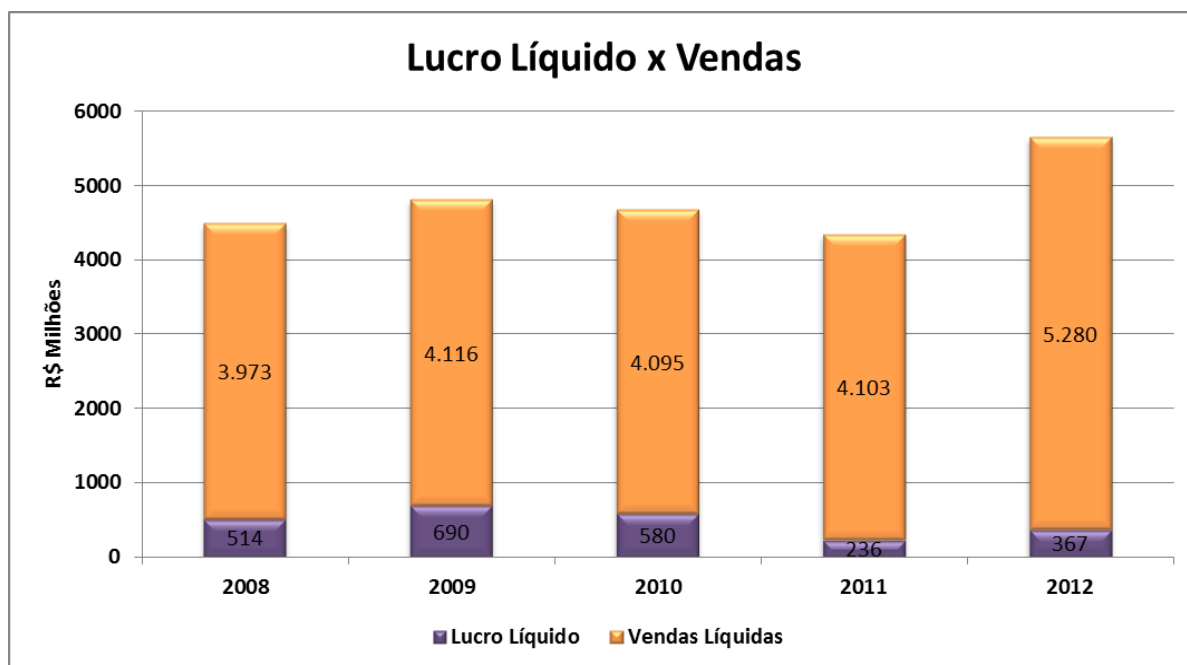
Segundo Matarazzo (2007), para mostrar qual a rentabilidade da empresa, pode-se utilizar quatro diferentes índices, são eles: Giro do Ativo, Margem Líquida, Rentabilidade do Ativo e Rentabilidade do Patrimônio Líquido. Neste caso, foram escolhidos os índices de Margem Líquida, que indica quanto a empresa obtém de lucro para cada \$100 vendidos, e a Rentabilidade do Ativo, que mostra o lucro gerado pela empresa para cada \$100 de investimento total. Os índices são calculados de acordo com as seguintes expressões:

$$\text{Margem Líquida} = \frac{\text{Lucro Líquido}}{\text{Vendas Líquidas}} \times 100$$

$$\text{Rentabilidade do Ativo} = \frac{\text{Lucro Líquido}}{\text{Ativo Total}} \times 100$$

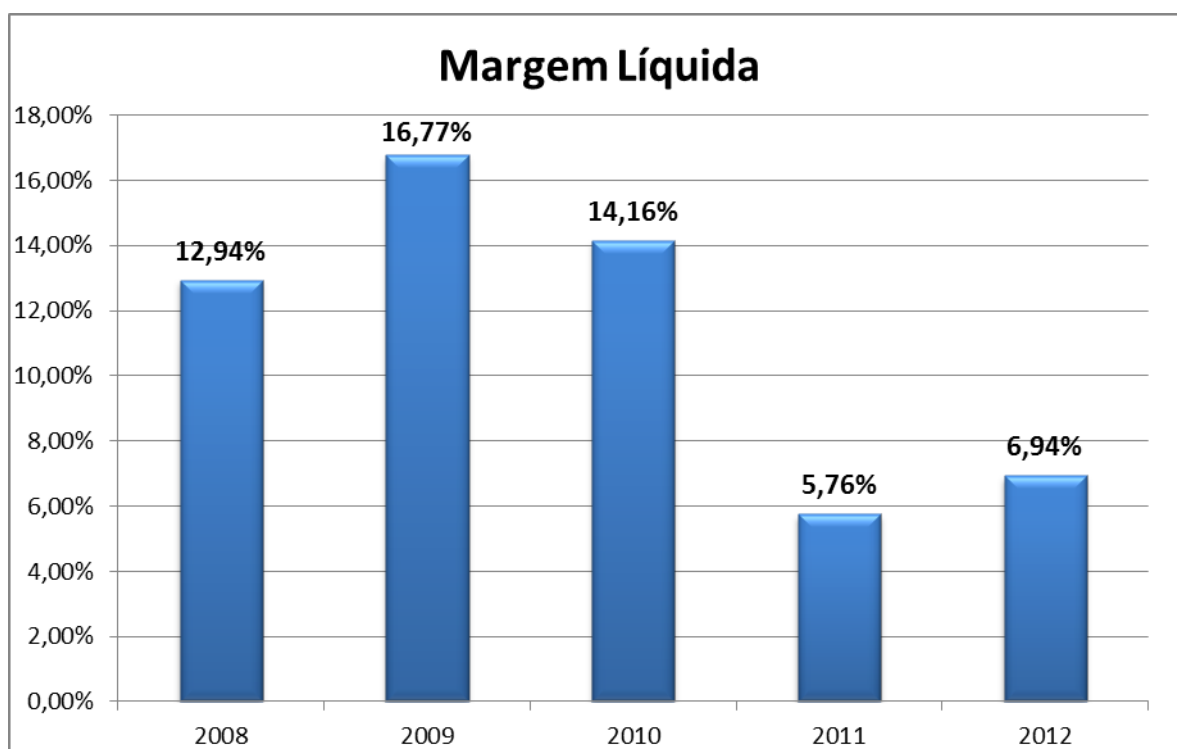
Utilizando os dados de lucros líquidos e vendas líquidas da Comgás dos últimos cinco anos (**Gráfico 9**) chegou-se às respectivas margens líquidas (**Gráfico 10**).

**Gráfico 9. Total de Vendas e Lucro Líquidos da Comgás nos Últimos Cinco Anos**



Fonte: Elaboração Própria a partir dos Relatórios Anuais (2009-2012) da Comgás.

**Gráfico 10. Margem Líquida da Comgás nos Últimos Cinco Anos.**



Fonte: Elaboração Própria a partir dos Relatórios Anuais (2009-2012) da Comgás.

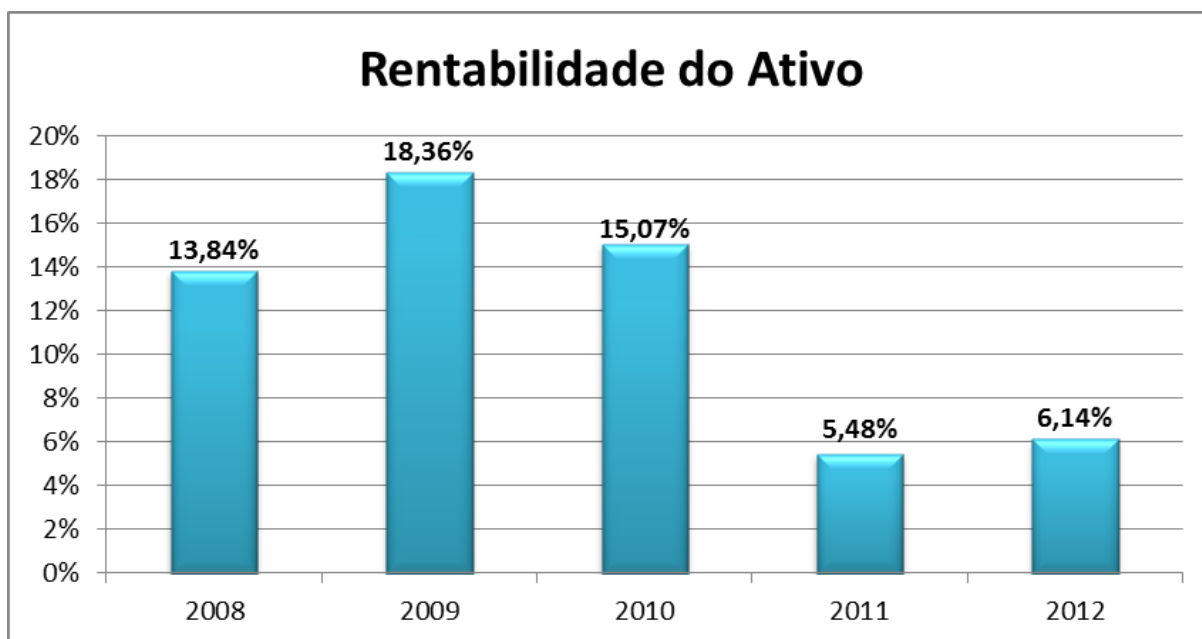
O **Gráfico 9** expõe a evolução ao longo dos últimos cinco anos, dos componentes da margem líquida. O que se percebe analisando os valores dos anos de 2011 e 2012, é que o volume total de vendas é muito semelhante aos dos anos anteriores, porém os lucros líquidos sofreram forte redução nos últimos dois anos.

Analisando mais profundamente o porquê da queda brusca do lucro líquido e, consequentemente, da margem líquida (**Gráfico 10**) nos anos de 2011 e 2012, verificou-se que houve descasamento entre o custo do gás e a tarifa praticada pela Comgás. Como já foi visto no primeiro capítulo, o preço final do gás importado no *CityGate* para a Região Sudeste, vem subindo desde 2009 e com ainda mais intensidade desde 2011, mas a regulação da ARSESP não autoriza o repasse imediato do aumento de custo para a tarifa final.

Conforme entrevista de Roberto Lage, diretor financeiro e de relações com investidores da Comgás, publicada pela GasNet em 16/03/2012, essa perda de lucro por conta do aumento do custo do gás fica contabilizada em uma conta chamada ‘conta corrente regulatória’, que não entra no balanço contábil da empresa mas que será compensada no repasse que ocorre anualmente em maio. “Ajustado por essa conta, explica Lage, o lucro líquido teria sido de R\$ 137 milhões no quarto trimestre, 73,1% superior ao verificado no mesmo período de 2010 (Site GasNet, 2012)”. Portanto, conclui-se que a queda da margem líquida que se vê a partir dos dados contábeis da empresa, não é real e que a mesma continua no patamar médio de 15% ao ano.

Observando no gráfico a seguir mais um índice de rentabilidade da análise econômico-financeira da Comgás, o índice de ‘Rentabilidade do Ativo’ mostra que a empresa tem muito boa capacidade de gerar lucro, em relação ao seu ativo total. Desconsiderando os baixos valores encontrados para os anos de 2011 e 2012, por conta da queda ‘apenas contábil’ do lucro líquido, a rentabilidade do ativo da Comgás chegou à média de 15% ao longo dos últimos cinco anos.

#### **Gráfico 11. Rentabilidade do Ativo da Comgás nos Últimos Cinco Anos.**



Fonte: Elaboração própria a partir dos Relatórios Anuais (2009-2012) da Comgás.

### III.5 Rentabilidades Comparadas de Empresas Similares

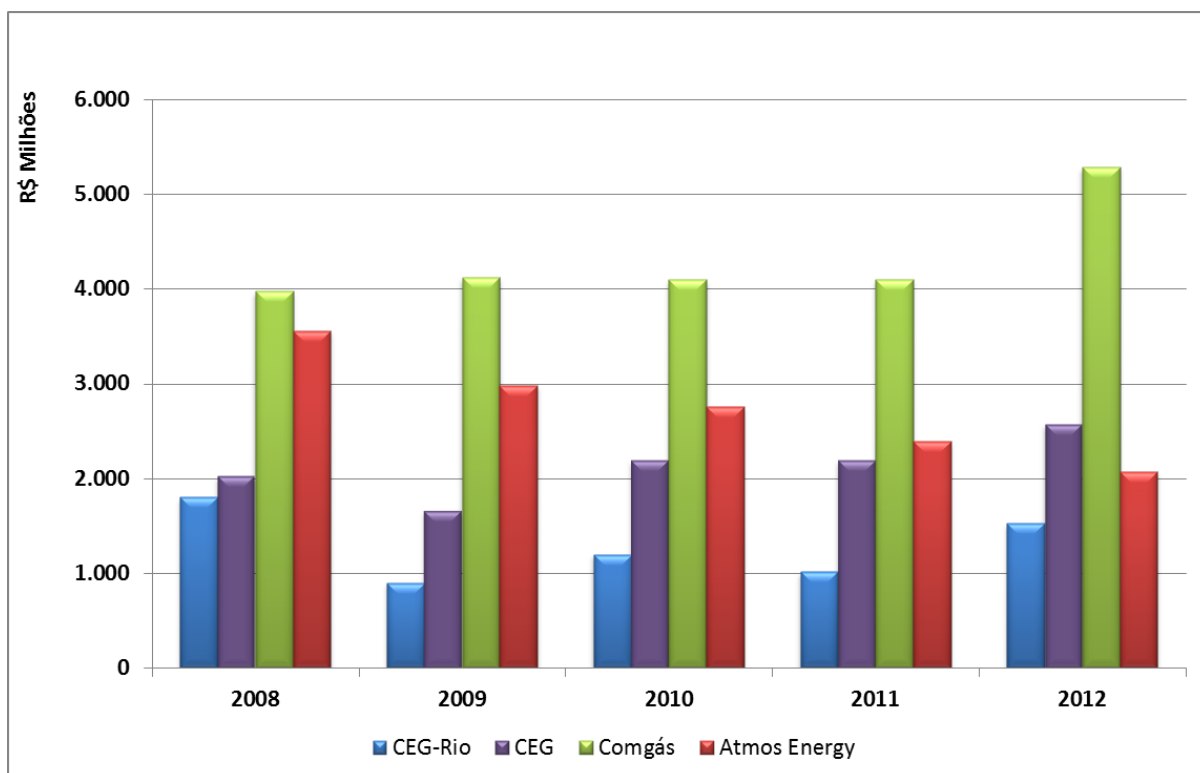
Como afirma Matarazzo (2007), há três formas de avaliar um índice. Primeiro por seu significado intrínseco, depois pela comparação ao longo de vários exercícios e, por último, pela comparação com índices de outras empresas. Já que acima foram abordadas as duas primeiras formas de avaliação, resta agora a comparação com outras empresas para que a análise se torne mais completa. Ao final, será possível constatar se os ganhos financeiros da Comgás estão acima, abaixo ou nos mesmos patamares de tais empresas.

Para tal, foram selecionadas três empresas com perfis similares ao da Comgás, ou seja, empresas de capital privado, distribuidoras de grandes volumes de gás natural canalizado e que também estão submetidas à regulação setorial. São elas: CEG, CEG-Rio (ambas CDLs do Rio de Janeiro) e Atmos Energy (grande distribuidora do Texas, EUA).

O gráfico a seguir mostra a evolução das vendas de gás natural canalizado das quatro distribuidoras, ao longo dos últimos cinco anos.

### Gráfico 12. Vendas Líquidas das Quatro Distribuidoras nos Últimos Cinco Anos.



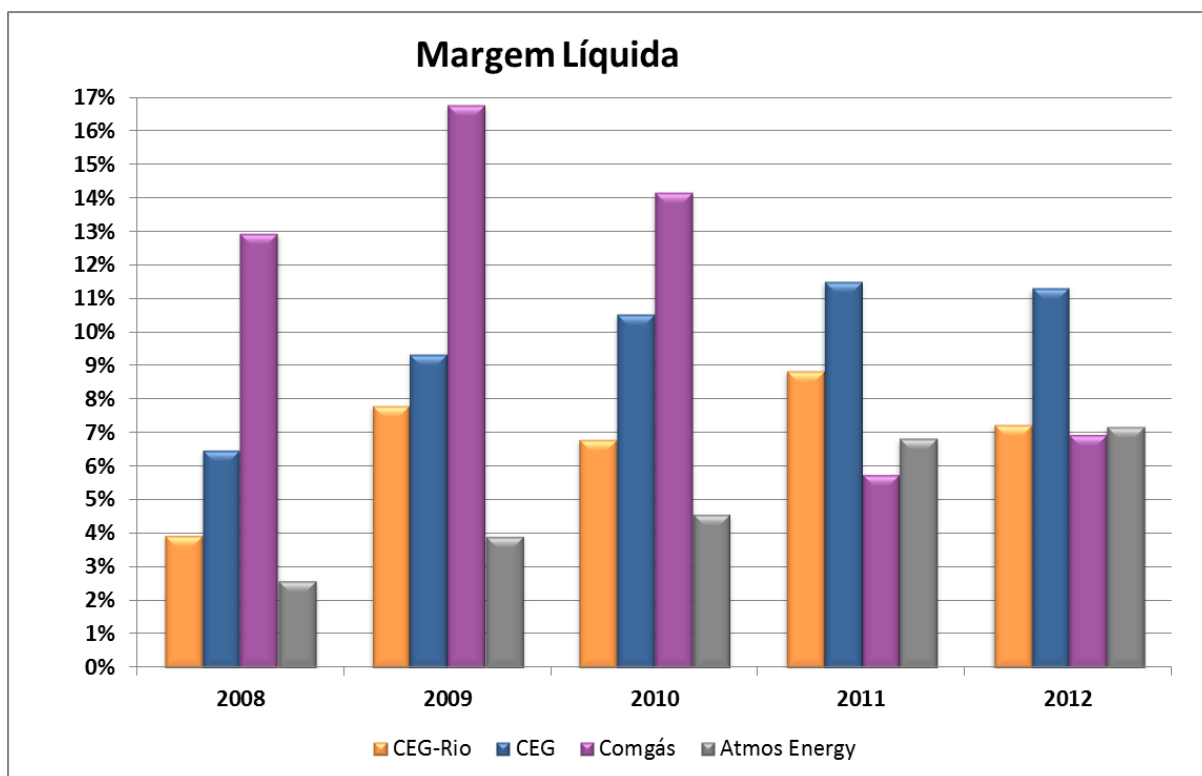


Fonte: Elaboração própria utilizando dados dos relatórios anuais das empresas.

A CEG-Rio foi a empresa que distribuiu os menores volumes de gás, uma média de 2,2 bilhões de metros cúbicos por ano, e que também arrecadou menos, cerca de 1,3 bilhões de reais por ano. Já a CEG, entregou cerca de 2,8 bilhões de metros cúbicos por ano, tendo a segunda menor arrecadação média anual, um pouco mais de 2 bilhões de reais. Com quase o dobro do potencial, a Comgás, vendeu aos usuários do Estado de São Paulo, o volume médio anual de 5 bilhões de metros cúbicos de gás natural canalizado, alcançando a média de 4,3 bilhões de reais por ano, a maior receita líquida dentre as quatro empresas. Por último, a Atmos Energy, distribuidora do Texas que alimenta mais de três milhões de consumidores em oito estados americanos (desde a região de *Blue Ridge Mountains* no Leste até *Rocky Mountains* no Oeste), distribuiu uma média de 8 bilhões de metros cúbicos por ano, maior volume comparado com as outras três empresas. Porém, sua receita média dos últimos cinco anos chegou apenas à 2,7 bilhões de reais por ano.

A seguir podemos identificar a disparidade nas margens líquidas das quatro empresas selecionadas (**Gráfico 12**).

### **Gráfico 13. Margens Líquidas das Quatro Distribuidoras nos Últimos Cinco Anos.**

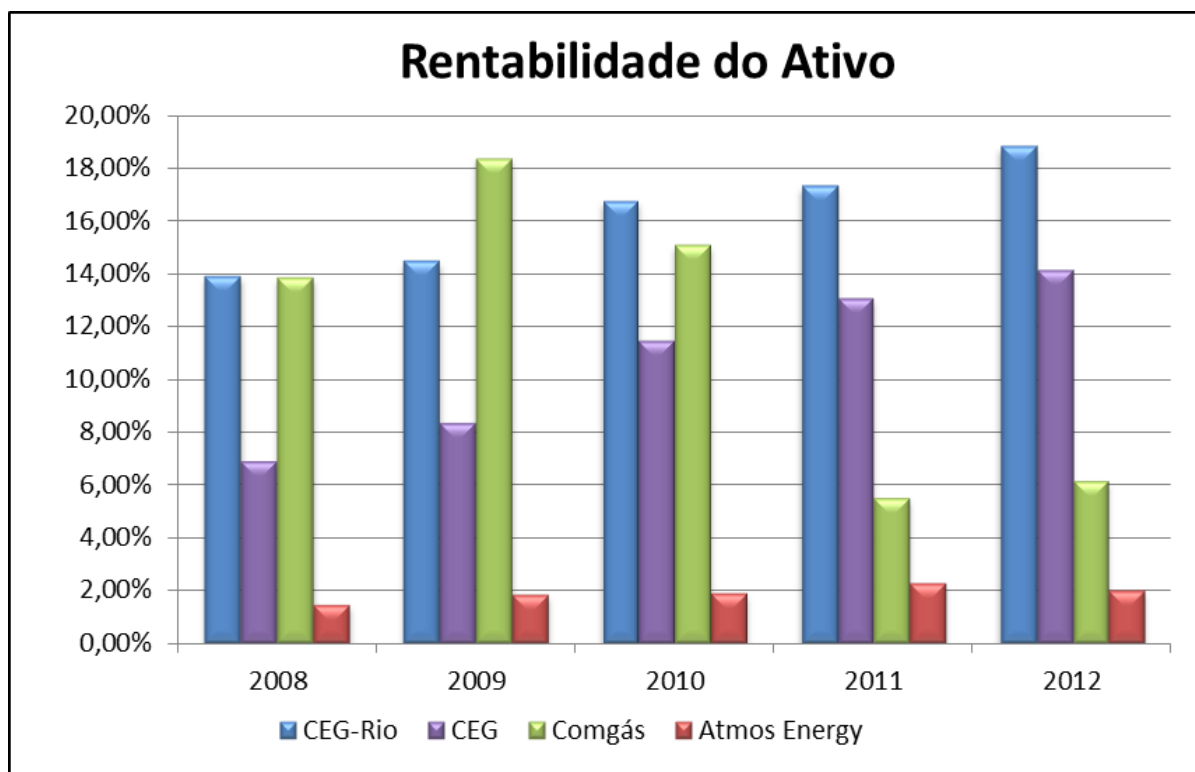


Fonte: Elaboração própria utilizando dados dos relatórios anuais das empresas.

Levando em conta que a queda da margem líquida nos anos de 2011 e 2012 da Comgás, em consequência da queda do lucro líquido, é apenas contábil, ou seja, a empresa será ressarcida da perda gerada pela diferença entre a tarifa cobrada e o custo do gás, pode-se concluir através da análise do gráfico que a Comgás possui rentabilidade muito acima de todas as demais empresas utilizadas nesta comparação, estando acima dos níveis nacionais e internacionais. Ao passo que, a empresa americana Atmos Energy, que distribuiu o maior volume de gás, possui a menor margem líquida do grupo de empresas, levando em conta novamente que a margem da Comgás nos últimos dois anos não é real.

Além disso, vale lembrar que o potencial de geração de lucro das empresas, pode ser avaliado também em relação ao ativo total da empresa, sendo esta mais uma medida de rentabilidade. É sabido que empresas brasileiras do setor de gás natural, considerada uma indústria ainda recente no país, possuem ativos mais novos e consequentemente menos depreciados, ao contrário de empresas norte americanas, que possuem sistemas antigos, já completamente, ou quase, depreciados. Por isso, como já vimos, a capacidade de gerar lucro líquido destas empresas é menor (**Gráfico 13**).

**Gráfico 14. Rentabilidades dos Ativos das Quatro Distribuidoras nos Últimos Cinco Anos.**



Fonte: Elaboração própria utilizando dados dos relatórios anuais das empresas.

Fica claro, pela análise feita da rentabilidade do ativo da Comgás em relação às demais empresas, que a distribuidora encontra-se no mesmo patamar de empresas nacionais (considerando que o índice ficou depreciado nos anos de 2011 e 2012 por conta da queda contábil do lucro líquido), particularmente muito próxima à CEG-Rio, mas por outro lado, como já se justificou, muito acima do nível internacional apresentado pela distribuidora Atmos Energy.

## CONCLUSÃO

Com o levantamento bibliográfico realizado por este trabalho foi possível ratificar que o processo de formação de preços do gás natural no Brasil de fato compromete a competitividade deste insumo, dificultando o crescimento do mercado de gás natural no país.

Como foi abordado, o foco primordial da política de formação de preços deveria ser tornar o gás natural competitivo frente aos demais energéticos, remunerando de forma justa os agentes da cadeia produtiva. Porém, constatou-se que a metodologia utilizada no Brasil, não consegue cumprir sua função. A metodologia ‘*Cost plus*’ utilizada considera que cada agente da cadeia adicione ao preço uma margem que remunera seus investimentos, mas que em muitos casos é apreciada. Assim, o preço final se torna muito elevado, impactando a competitividade do gás no mercado concorrencial de insumos energéticos.

Por ser considerada ainda incipiente e conter muitos aspectos de monopólio, a IGN brasileira deveria utilizar a metodologia de precificação *Netback Value*, isto é, quando o preço final é formado de acordo com a disposição dos consumidores a pagar pelo produto ao invés de optar por outro insumo correspondente. Já que o gás natural não possui ainda um mercado cativo, é importante que o preço seja competitivo, para garantir a entrada de novos consumidores no mercado, o desenvolvimento de pequenos mercados e o aumento da participação deste combustível na matriz energética do país.

Analisando também o histórico de preços do gás natural no país, verificou-se que não houve ainda uma política única e densa que por si só estimulou a expansão do mercado gasífero. A existência da Petrobras como praticamente a única empresa responsável pelo investimento em toda a estrutura da IGN, fez com que a concorrência fosse difícil de ser implantada mesmo após o período de liberalização dos preços.

Apesar da dificuldade de fragmentar o poder de mercado da Petrobrás, medidas mais firmes poderiam ser tomadas em relação ao marco regulatório da IGN. Como foi abordado anteriormente, seria preciso separar por completo as atividades exercidas ao longo da cadeia de gás natural. Por exemplo, deveria ser proibido que a Petrobras, como produtora de gás natural, tivesse participação acionária nas empresas de transporte e distribuição de gás natural, tornando o processo de precificação mais transparente e permitindo a entrada de novos competidores.

Analisando o estudo de caso feito da distribuidora Comgás, foi possível concluir que a empresa concedeu em 2012 descontos na tarifa ao segmento industrial no valor aproximado de trezentos milhões de reais, o que confirma a importância para a empresa de manter seu mercado de clientes industriais, responsáveis por sessenta e cinco por cento (65%) do faturamento anual.

Para avaliar o impacto da prática de descontos no desempenho econômico-financeiro da empresa foram usados os índices de rentabilidade, Margem Líquida e Rentabilidade do Ativo. Percebeu-se então, que a empresa vem se mantendo com um nível de desempenho elevado mesmo praticando grandes descontos para o segmento industrial.

Comparadas as margens líquidas dos últimos cinco anos da Comgás, CEG, CEG-Rio e Atmos Energy verificou-se que a distribuidora paulista possui nível de rentabilidade mais elevado que o das distribuidoras do Rio de Janeiro e muito superior que o da distribuidora americana. Apesar dos números mostrarem que a margem caiu nos dois últimos anos por conta do lucro líquido, a pesquisa mostrou que a queda não é considerada real, já que a perda é contabilizada na conta regulatória e que o montante é recuperado no ano seguinte.

Portanto, o diagnóstico apresentado do desempenho da empresa e os descontos praticados demonstram que existe margem para uma regulação tarifária que promova maior competitividade do gás no segmento industrial.

A prática do regulador paulista (ARSESP) de segurar tarifas deveria ser alterada, já que se absorve por meses a oscilação do preço da *commodity* para somente no ano seguinte repassar o aumento de forma concentrada para a tarifa final. Caso o reajuste de preços acontecesse mais instantaneamente, os impactos do aumento seriam diluídos e não haveria perda de demanda tão significativa quanto ocorre atualmente.

Além disso, é essencial alterar a forma de determinação das margens de distribuição. Um melhor caminho é um trabalho mais rigoroso na revisão tarifária fixando tarifas mais competitivas para o segmento industrial, garantindo a competitividade do gás natural frente aos insumos energéticos concorrentes.

Por fim, recomenda-se que sejam feitos novos estudos na questão da análise tarifária, para que sejam revistos os diversos aspectos da política de formação de preços em vigor atualmente. Neste trabalho foi visto que tanto a metodologia tarifária quanto a definição das margens são importantes determinantes da competitividade do gás. Seria aconselhável o estudo mais aprofundado de outras variáveis como a definição do preço *commodity*, as regras de reajustes de preços e a política tarifária para a indústria do gás natural brasileira.

## REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ABEGÁS. Endereço eletrônico <<http://www.abegas.org.br>>

ABRACE. **Cartilha do gás natural**. ABRACE, 2009.

ALMEIDA, E. **Regulação da Distribuição de Gás no Brasil**. Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2010. Disponível em: <[http://www.ie.ufrj.br/hpp/intranet/pdfs/secao6\\_regulacao\\_distribuicao.pdf](http://www.ie.ufrj.br/hpp/intranet/pdfs/secao6_regulacao_distribuicao.pdf)> Acesso em: 28 Fev. 2013.

ANP. AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS. Endereço Eletrônico: <<http://www.anp.gov.br>>.

\_\_\_\_\_. **Análise da Regulamentação da Estrutura da Indústria e da Dinâmica de Formação dos Preços do Gás Natural no Brasil**. Nota Técnica Conjunta nº 002/2011 – CDC-SCM, Dezembro, 2011.

\_\_\_\_\_. **Anuário Estatístico 2012**. Disponível em: <<http://www.anp.gov.br/?pg=62463&m=&t1=&t2=&t3=&t4=&ar=&ps=&cachebust=1362513185924>> Acesso em: 05. março. 2013.

\_\_\_\_\_. **Compromissos Existentes ao Longo da Cadeia do Gás Natural: Contratos de Concessão para a Exploração de Serviços Públicos de Distribuição**. Nota Técnica nº 007/2004 – SCG, Março, 2004.

\_\_\_\_\_. **Considerações sobre o Processo de Formação de Preços de Gás Natural no Brasil**. Nota Técnica nº 012/2004 – SCG, Março, 2004.

\_\_\_\_\_. **Evolução da Indústria Brasileira de Gás Natural: Aspectos Técnico-Econômicos e Jurídicos**. Nota Técnica nº 013/2009 – SCM, Novembro, 2009.

\_\_\_\_\_. **Formação Atual do Preço do Gás Natural no Brasil**. Superintendência de Comercialização e Movimentação de Petróleo, seus Derivados e Gás Natural – SCM, 10, Agosto, 2010.

\_\_\_\_\_. **Indústria Brasileira de Gás Natural: Histórico Recente da Política de Preços Até Dezembro de 2001**. Séries ANP, nº IV, Rio de Janeiro, 2002.

\_\_\_\_\_. **Lei do Gás - Novo Marco Regulatório para a Indústria de Gás Natural**. Folder Lei do Gás ANP, Outubro, 2009.

\_\_\_\_\_. **O Gás Natural Liquefeito No Brasil - Experiência da ANP na Implantação dos Projetos de Importação de GNL**. Séries temáticas ANP, N° 4., Rio de Janeiro, 2010.

ARSESP. Endereço Eletrônico: <http://www.arsesp.sp.gov.br>

\_\_\_\_\_. **Contrato de Concessão para Exploração de Serviços Públicos de Distribuição de Gás Canalizado**, nº CSPE/01/99.

\_\_\_\_\_. **Deliberação ARSESP nº 283**, 2011.

\_\_\_\_\_. **Deliberação ARSESP nº 340**, 2012.

\_\_\_\_\_. **Deliberação ARSESP nº 356**, 2012.

\_\_\_\_\_. **Deliberação ARSESP nº 379**, 2012.

\_\_\_\_\_. **Nota Técnica Final Revisão Tarifária Da Comgás Terceiro Ciclo Tarifário Estrutura Tarifária**. Maio, 2009.

ATMOS ENERGY. Endereço Eletrônico: <http://www.atmosenergy.com>

\_\_\_\_\_. *Summary Annual Report 2009*.

\_\_\_\_\_. *Summary Annual Report 2010*.

\_\_\_\_\_. *Summary Annual Report 2011*.

\_\_\_\_\_. *Summary Annual Report 2012*.

BP. **BP Statistical Review of World Energy June 2012**. BP, 2012. Disponível em: <<http://www.bp.com>> Acesso em: 05. março. 2013.

COMGÁS, COMPANHIA DE GÁS DE SÃO PAULO. Endereço Eletrônico: <http://www.comgas.com.br>

\_\_\_\_\_. **Relatório Anual 2009**.

\_\_\_\_\_. **Relatório Anual 2010**.

\_\_\_\_\_. **Relatório Anual 2011**.

\_\_\_\_\_. **Relatório Anual 2012**.

DOMINGUES, M. **O setor de distribuição de gás natural: uma comparação dos casos brasileiro, colombiano e peruano**. Monografia de Bacharelado, Instituto de Economia, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2009. Disponível em: <[http://www.gee.ie.ufrj.br/arquivos/publicacoes/MONOGRAFIAS/2008\\_marianaperalva\[1\].pdf](http://www.gee.ie.ufrj.br/arquivos/publicacoes/MONOGRAFIAS/2008_marianaperalva[1].pdf)>. Acesso em: 28 Fev. 2013.

FILGUEIRAS, M. **A Política de Preços para o Gás Natural no Brasil e seu Impacto sobre a Competitividade e o Desenvolvimento do Mercado Gasífero**. Dissertação de Mestrado, Instituto de Economia, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2009.



Disponível em:  
<[http://www.gee.ie.ufrj.br/arquivos/publicacoes/Dissertacao\\_Mariana\\_Filgueiras\\_GEE.pdf](http://www.gee.ie.ufrj.br/arquivos/publicacoes/Dissertacao_Mariana_Filgueiras_GEE.pdf)>.  
Acesso em: 28 Fev 2013.

**FIRJAN. Estudos para o Desenvolvimento do Estado do Rio de Janeiro – Quanto Custa o Gás Natural para a Indústria no Brasil**, nº 9. Rio de Janeiro, dezembro, 2011.

GAS NATURAL FENOSA. Endereço Eletrônico: <https://www.gasnaturalfenosa.com.br>

\_\_\_\_\_. **Relatório Anual CEG 2009.**

\_\_\_\_\_. **Relatório Anual CEG 2010.**

\_\_\_\_\_. **Relatório Anual CEG 2011.**

\_\_\_\_\_. **Relatório Anual CEG 2012.**

\_\_\_\_\_. **Relatório Anual CEG-Rio 2009.**

\_\_\_\_\_. **Relatório Anual CEG-Rio 2010.**

\_\_\_\_\_. **Relatório Anual CEG-Rio 2011.**

\_\_\_\_\_. **Relatório Anual CEG-Rio 2012.**

GASNET. Endereço eletrônico: <http://www.gasnet.com.br>

KUPFER, D. e HASENCLEVER, L. (orgs.). **Economia Industrial – Fundamentos Teóricos e Práticas no Brasil**. Rio de Janeiro: Campus, 2002.

LAUREANO, F. H. G. C. **A Indústria de Gás Natural e as Relações Contratuais Uma Análise do Caso Brasileiro**. Dissertação de Mestrado, COPPE, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2005.

MAIS GÁS BRASIL. Endereço Eletrônico: <http://www.maisgasbrasil.com.br>

MATARAZZO, D. **Análise Financeira de Balanços - Abordagem Básica e Gerencial - 6ª Edição**. Editora Atlas, Reimpressão 2007.

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA. **Boletim Mensal de Acompanhamento da Indústria de Gás Natural**. Edição n. 69, Dezembro de 2012.

PINTO JR, H. Q. (org.). **Economia da Energia: Fundamentos Econômicos, Evolução Histórica e Organização Industrial**. Ed.: Elsevier. Rio de Janeiro, 2007.

ROCHA, D. e CALFA, L. **Análise da Estrutura de Formação de Preços no Mercado de Gás Natural**. Projeto de Fim de Curso da Escola Politécnica do Curso de Engenharia de Produção da Universidade Federal Do Rio De Janeiro, 2003.

**SOARES, J. B. Formação de Preços de Gás Natural no Brasil: Impacto de Incentivos Econômicos na Substituição Interenergética e na Cogeração em Regime *Topping*.** Tese de Doutorado do Programa de Pós Graduação de Engenharia da Universidade Federal do Rio de Janeiro. COPPE, 2004.